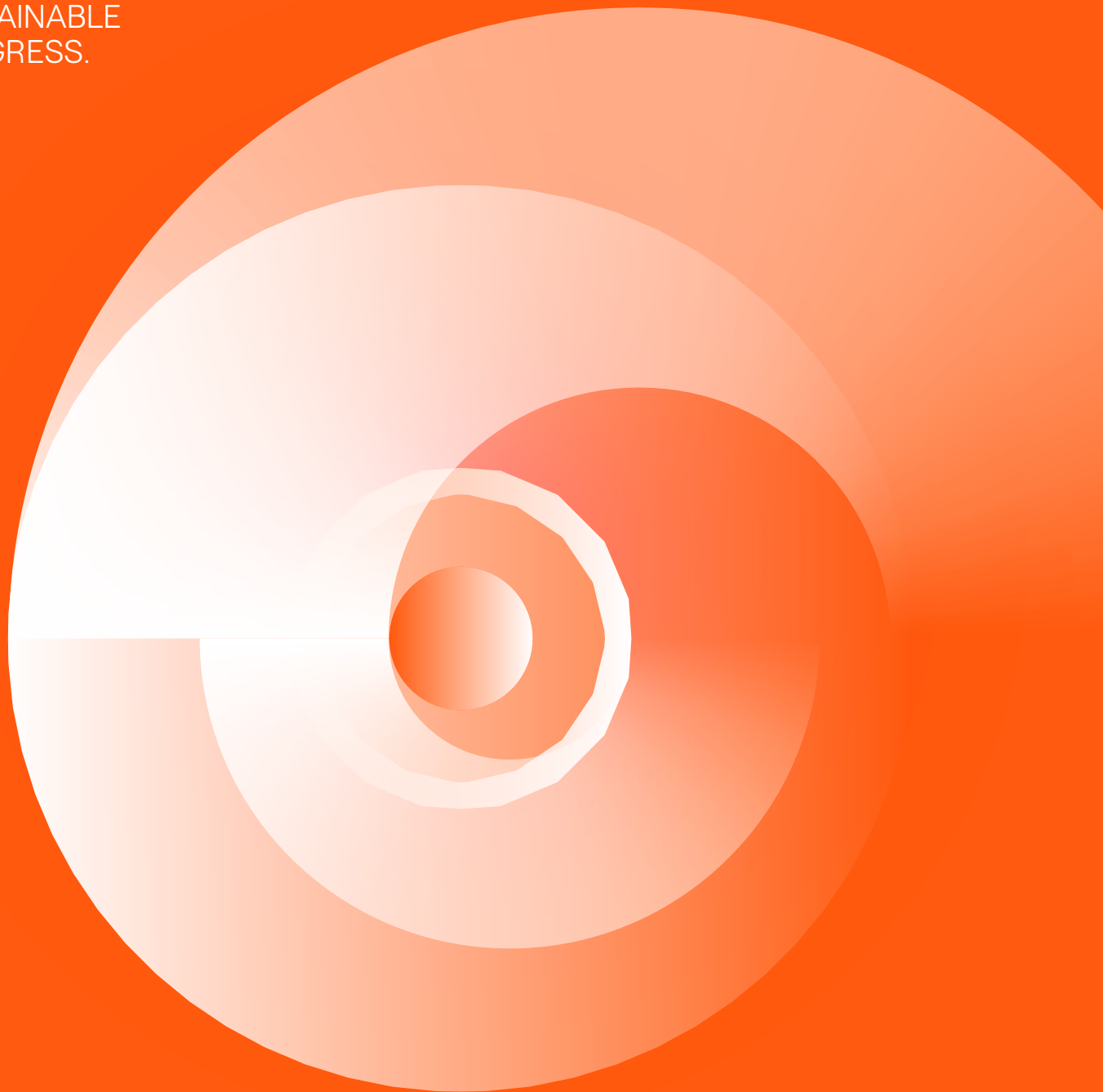


**OPEN
POWER
FOR A
BRIGHTER
FUTURE.**

WE EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2022.

(Con cifras comparativas al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2021).

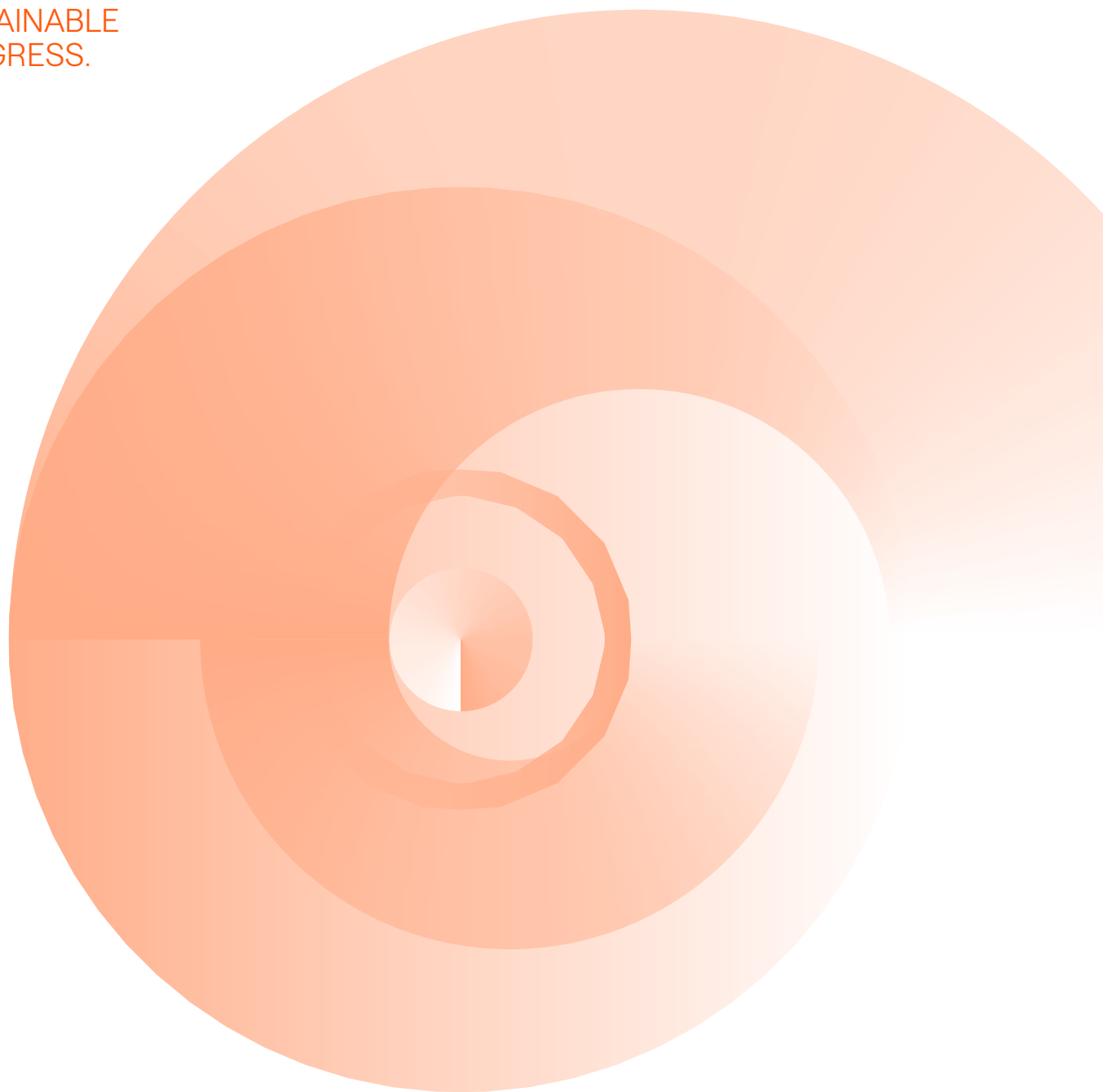
Con el Informe del Revisor Fiscal.

enel



**OPEN
POWER
FOR A
BRIGHTER
FUTURE.**

WE EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2022.

(Con cifras comparativas al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2021).

Con el Informe del Revisor Fiscal.

INFORME DEL REVISOR FISCAL

Señores Accionistas

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.):

Opinión

He auditado los estados financieros consolidados de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) (el Grupo), los cuales comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2022 y los estados consolidados de resultados, de otro resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año que terminó en esa fecha y sus respectivas notas, que incluyen las políticas contables significativas y otra información explicativa.

En mi opinión, los estados financieros consolidados que se mencionan, preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros y adjuntos a este informe, presentan razonablemente, en todos los aspectos de importancia material, la situación financiera consolidada del Grupo al 31 de diciembre de 2022, los resultados consolidados de sus operaciones y sus flujos consolidados de efectivo por el año que terminó en esa fecha, de acuerdo con Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia aplicadas de manera uniforme con el año anterior.

Bases para la opinión

Efectué mi auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia (NIAs). Mis responsabilidades de acuerdo con esas normas son descritas en la sección "Responsabilidades del revisor fiscal en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados" de mi informe. Soy independiente con respecto al Grupo, de acuerdo con el Código de Ética para profesionales de la Contabilidad emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código IESBA - *International Ethics Standards Board for Accountants*, por sus siglas en inglés) incluido en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia junto con los requerimientos éticos que son relevantes para mi auditoría de los estados financieros consolidados establecidos en Colombia y he cumplido con mis otras responsabilidades éticas de acuerdo con estos requerimientos y el Código IESBA mencionado. Considero que la evidencia de auditoría que he obtenido es suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión.

Asunto clave de auditoría

Asuntos clave de auditoría son aquellos que, según mi juicio profesional, fueron de la mayor importancia en mi auditoría de los estados financieros consolidados del período corriente. Estos asuntos fueron abordados en el contexto de mi auditoría de los estados financieros consolidados como un todo y al formarme mi opinión al respecto, y no proporciono una opinión consolidada sobre este asunto.

**Estimación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada
(Ver Nota 2.5 a los estados financieros consolidados)**

| Asunto clave de Auditoría | Cómo fue abordado en la auditoría |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.) ha establecido un procedimiento para el reconocimiento de ingresos estimados al cierre de cada mes, asociados a la venta de energía entregada y no facturada en los mercados mayorista y no regulado en relación con la generación y distribución de energía al cierre de cada mes, cuya facturación es realizada en el mes siguiente. Al cierre de diciembre de 2022 los ingresos estimados no facturados reconocidos en relación con generación y distribución ascienden a \$380.965 millones y \$319.454, respectivamente.</p> <p>Consideré la estimación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada como un asunto clave de auditoría, debido a la significancia de las variables incorporadas en la determinación de este ingreso, especialmente con respecto a:</p> <ul style="list-style-type: none"> Generación y Renovables: a) la cantidad de energía consumida calculada con base en el histórico de los consumos promedio de los últimos meses o la curva típica de consumos, dependiendo del tipo de cliente y b) los precios pactados con los clientes, que para el mercado mayorista y para el mercado no regulado corresponden al Índice de Precios al Productor (IPP) e Índice de Precios al Consumidor (IPC). Distribución: a) la cantidad de energía estimada tomando como base la lectura de los ciclos del mes anterior, el factor estacional y los días pendientes por facturar, y b) los precios establecidos de acuerdo con el nivel de tensión y estrato socioeconómico. | <p>Mis procedimientos de auditoría para evaluar la estimación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada incluyeron, entre otros, los siguientes:</p> <p>Generación y Renovables:</p> <ul style="list-style-type: none"> Evaluación del diseño, implementación y efectividad operativa de ciertos controles internos establecidos por la Compañía, para la estimación del ingreso, tales como: 1) la revisión de consumos mensuales base para el cálculo de la estimación por cliente y contrato; 2) la revisión y aprobación de las variables del precio que se incorporan en los acuerdos contractuales de cada cliente (IPP e IPC); 3) la preparación, revisión y aprobación del ingreso estimado al cierre de cada mes; y 4) comparación de la estimación del ingreso con la facturación final, incluida la validación de las variables incorporadas para el proceso de estimación del ingreso de la energía entregada y no facturada. Para una selección de contratos se realizó la comparación del Índice de Precios al Productor (IPP) e Índice de Precios al Consumidor (IPC) utilizados para la estimación del ingreso al cierre del año frente al dato real del mes publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE, para identificar posibles desviaciones y la justificación por parte de la Compañía sobre las mismas. Comparación del consumo utilizado en la estimación versus la información reportada por el operador y administrador del mercado eléctrico colombiano (XM) y los contratos del Mercado Mayorista. Recálculo del ingreso estimado al cierre del año. Comparación de la exactitud del ingreso estimado reconocido al cierre del año versus la facturación real emitida en el mes de enero del año siguiente y seguimiento a la explicación por parte de la Compañía sobre las posibles desviaciones. Análisis de la antigüedad de la cartera originada en el reconocimiento de la energía entregada y no facturada. <p>Distribución:</p> <ul style="list-style-type: none"> Involucramiento de profesionales con experiencia y conocimiento en la evaluación de tecnología de la información, que me asistieron en la evaluación del diseño, implementación y efectividad operativa de controles internos automáticos establecidos por la Compañía para la determinación de la estimación de los ingresos no facturados al cierre del mes. Esto incluyó la evaluación de ciertos controles asociados con las cantidades históricas y los precios de la energía consumida, tales como: 1) revisión, aprobación e inclusión del calendario de facturación en el sistema comercial; 2) cálculos independientes sobre las tarifas y su inclusión en el sistema comercial, de conformidad con los precios establecidos por la CREG por niveles de tensión y estrato socioeconómico; 3) interfaces entre los sistemas que capturan las lecturas de los medidores (TPL) al sistema comercial; 4) cálculo y revisión del factor estacional; 5) preparación, revisión, registro y comparación del ingreso estimado versus el real; y 6) accesos a realizar cambios en el sistema comercial. Comparación de la exactitud del ingreso estimado reconocido al cierre del año versus la facturación real emitida en el mes de enero del año siguiente y seguimiento a la explicación por parte de la Compañía sobre las posibles desviaciones. Comparación mes a mes de las tarifas por estrato socioeconómico para determinar posibles variaciones significativas y seguimiento a la explicación por parte de la Compañía sobre las posibles desviaciones. Para una selección de facturas emitidas durante el año, realicé una verificación de los precios facturados, del consumo real y del recaudo relacionado. |

Otros asuntos

Los estados financieros consolidados al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2021 se presentan exclusivamente para fines de comparación y fueron auditados por mí y en mi informe de fecha 23 de febrero de 2022 expresé una opinión sin salvedades sobre los mismos.

Responsabilidad de la administración y de los encargados del gobierno corporativo del Grupo en relación con los estados financieros consolidados

La administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno que la administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de errores de importancia material, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como establecer los estimados contables razonables en las circunstancias.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la administración es responsable por la evaluación de la habilidad del Grupo para continuar como un negocio en marcha; de revelar, según sea aplicable, asuntos relacionados con la continuidad del mismo; y de usar la base contable de negocio en marcha a menos que la administración pretenda liquidar el Grupo o cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa más realista que proceder de una de estas formas.

Los encargados del gobierno corporativo son responsables por la supervisión del proceso de reportes de información financiera del Grupo.

Responsabilidades del revisor fiscal en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Mis objetivos son obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados, considerados como un todo, están libres de errores de importancia material, bien sea por fraude o error, y emitir un informe de auditoría que incluya mi opinión. Seguridad razonable significa un alto nivel de aseguramiento, pero no es una garantía de que una auditoría efectuada de acuerdo con NIAs siempre detectará un error material, cuando este exista. Los errores pueden surgir debido a fraude o error y son considerados materiales si, individualmente o en agregado, se podría razonablemente esperar que influyan en las decisiones económicas de los usuarios, tomadas sobre la base de estos estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría efectuada de acuerdo con NIAs, ejerzo mi juicio profesional y mantengo escepticismo profesional durante la auditoría. También:

- Identifico y evalúo los riesgos de error material en los estados financieros consolidados, bien sea por fraude o error, diseño y realizo procedimientos de auditoría en respuesta a estos riesgos y obtengo evidencia de auditoría que sea suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión. El riesgo de no detectar un error material resultante de fraude es mayor que aquel que surge de un error, debido a que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, representaciones engañosas o la anulación o sobrepaso del control interno.
- Obtengo un entendimiento del control interno relevante para la auditoría con el objetivo de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias.
- Evalúo lo apropiado de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de los estimados contables y de las revelaciones relacionadas, realizadas por la administración.

- Concluyo sobre lo adecuado del uso de la hipótesis de negocio en marcha por parte de la administración y, basado en la evidencia de auditoría obtenida, sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con eventos o condiciones que puedan indicar dudas significativas sobre la habilidad del Grupo para continuar como negocio en marcha. Si concluyo que existe una incertidumbre material, debo llamar la atención en mi informe a la revelación que describa esta situación en los estados financieros consolidados o, si esta revelación es inadecuada, debo modificar mi opinión. Mis conclusiones están basadas en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de mi informe. No obstante, eventos o condiciones futuras pueden causar que el Grupo deje de operar como un negocio en marcha.
- Evalúo la presentación general, estructura y contenido de los estados financieros consolidados, incluyendo las revelaciones, y si los estados financieros consolidados presentan las transacciones y eventos subyacentes para lograr una presentación razonable.
- Obtengo evidencia de auditoría suficiente y apropiada respecto de la información financiera de las entidades o actividades de negocios dentro del Grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Soy responsable por la dirección, supervisión y realización de la auditoría del Grupo. Sigo siendo el único responsable por mi opinión de auditoría.

Comunico a los encargados del gobierno del Grupo, entre otros asuntos, el alcance planeado y la oportunidad para la auditoría, así como los hallazgos de auditoría significativos, incluyendo cualquier deficiencia significativa en el control interno que identifique durante mi auditoría.

También proporciono a los encargados del gobierno corporativo la confirmación de que he cumplido con los requerimientos éticos relevantes de independencia y que les he comunicado todas las relaciones y otros asuntos que razonablemente se pueda considerar que influyen en mi independencia y, cuando corresponda, las salvaguardas relacionadas.

A partir de los asuntos comunicados con los encargados del gobierno corporativo, determino los asuntos que fueron de la mayor importancia en la auditoría de los estados financieros consolidados del período actual y, por lo tanto, son los asuntos clave de auditoría. Describo estos asuntos en mi informe del revisor fiscal a menos que la ley o regulación impida la divulgación pública sobre el asunto o cuando, en circunstancias extremadamente excepcionales, determino que un asunto no debe ser comunicado en mi informe porque las consecuencias adversas de hacerlo serían razonablemente mayores que los beneficios al interés público de tal comunicación.



Sandra Marcela Barragán Cellamén
Revisor Fiscal de Enel Colombia S.A. E.S.P.
(antes Emgesa S.A. E.S.P.).
T.P. 177728 - T
Miembro de KPMG S.A.S.

24 de febrero de 2023

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Estado de Situación Financiera Consolidado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2021)

(En miles de pesos)

| | Nota | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|---------------------------------------------------------------------|------|-------------------------------|-------------------------------|
| ACTIVO | | | |
| <i>Activo Corriente:</i> | | | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 4 | \$ 1.215.342.798 | \$ 213.701.458 |
| Otros activos financieros | 5 | 114.966.645 | 12.765.018 |
| Otros activos no financieros | 6 | 167.333.581 | 33.969.267 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto | 7 | 1.877.569.647 | 292.469.954 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas | 8 | 16.090.113 | 18.351.128 |
| Inventarios, neto | 9 | 469.017.806 | 94.157.639 |
| Activos mantenidos para la venta | 10 | 849.007.899 | - |
| Activos por impuestos de renta | 11 | 16.511.626 | 2.443.847 |
| Total activo corriente | | \$ 4.725.840.115 | \$ 667.858.311 |
| <i>Activo No Corriente:</i> | | | |
| Otros activos financieros | 5 | 500.665.883 | 481.721 |
| Otros activos no financieros | 6 | 252.413.327 | 28.364.465 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto | 7 | 61.470.109 | 15.494.296 |
| Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas | 12 | 14.584.815 | - |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto | 13 | 2.053.980.064 | 186.628.205 |
| Propiedades, planta y equipo, neto | 14 | 21.902.550.769 | 8.137.849.765 |
| Plusvalía | 15 | 135.721.027 | - |
| Activos por impuestos diferidos | 16 | 16.045.520 | 2.175 |
| Total activo no corriente | | \$ 24.937.431.514 | \$ 8.368.820.627 |
| Total Activo | | \$ 29.663.271.629 | \$ 9.036.678.938 |
| Pasivo y patrimonio | | | |
| <i>Pasivo corriente:</i> | | | |
| Pasivos financieros | 17 | 1.533.889.089 | 632.995.321 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar | 18 | 1.956.448.087 | 300.189.124 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas | 8 | 377.013.942 | 45.442.837 |
| Otras provisiones | 19 | 240.450.528 | 79.148.948 |
| Pasivos por impuestos | 20 | 778.684.744 | 276.650.021 |
| Otros pasivos no financieros | 21 | 303.228.538 | 145.456.539 |
| Provisiones por beneficios a los empleados | 22 | 126.210.924 | 39.827.607 |
| Pasivos directamente asociados con activos mantenidos para la venta | 10 | 114.332.710 | - |
| Total pasivo corriente | | \$ 5.430.258.562 | \$ 1.519.710.397 |
| <i>Pasivo no corriente:</i> | | | |
| Pasivos financieros | 17 | 5.930.600.508 | 1.771.817.266 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar | 18 | 330.205.607 | - |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas | 8 | 372.569.066 | - |
| Otras provisiones | 19 | 327.957.287 | 249.309.459 |
| Provisiones por beneficios a los empleados | 22 | 376.872.392 | 76.236.137 |
| Pasivos por impuestos diferidos | 16 | 581.439.937 | 317.707.109 |
| Total pasivo no corriente | | 7.919.644.797 | 2.415.069.971 |
| Total pasivo | | \$ 13.349.903.359 | \$ 3.934.780.368 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Estado de Situación Financiera Consolidado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2021)

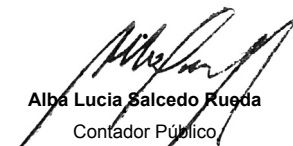
(En miles de pesos)

| | Nota | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|--------------------------------------------------------------------|------|-------------------------------|-------------------------------|
| Patrimonio | | | |
| Capital emitido | 23 | \$ 655.222.313 | \$ 655.222.313 |
| Primas de emisión | | 113.255.816 | 113.255.816 |
| Primas por fusión | | 5.448.823.679 | - |
| Otras reservas | | 1.882.254.998 | 542.975.682 |
| Costos de capital | | (6.508.367) | - |
| Otro resultado integral (ORI) | | 1.080.945.992 | (18.019.694) |
| <i>Utilidad del periodo</i> | | 2.859.963.898 | 1.712.321.388 |
| <i>Utilidades retenidas</i> | | 392.697.042 | 615.482.071 |
| <i>Pérdidas retenidas</i> | | (258.367.060) | - |
| <i>Utilidad por efecto de conversión a NIIF</i> | | 3.267.493.838 | 1.480.629.747 |
| <i>Efecto patrimonial combinación de negocios</i> | | (263.850.751) | - |
| Ganancias acumuladas | | 5.997.936.967 | 3.808.433.206 |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | | \$ 15.171.931.398 | \$ 5.101.867.323 |
| Participación no controladoras | | 1.141.436.872 | 31.247 |
| Total Patrimonio | | \$ 16.313.368.270 | \$ 5.101.898.570 |
| Total pasivo y patrimonio | | \$ 29.663.271.629 | \$ 9.036.678.938 |

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.


Lucio Rubio Díaz
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Sandra Marcela Barragán Cellamén
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 177728-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 24 de febrero de 2023)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Estado de Resultados, por Naturaleza, Consolidado
(Cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2021)


(En miles de pesos, excepto la utilidad por acción)


| | Nota | Por el año terminado el 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado el 31 de diciembre de 2021 |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Ingresos de actividades ordinarias | 24 | \$ 12.100.256.342 | \$ 4.722.685.057 |
| Otros ingresos de operación | 24 | 123.626.589 | 3.996.937 |
| Total, ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación | | 12.223.882.931 | 4.726.681.994 |
| Aprovisionamientos y servicios | 25 | (4.969.695.663) | (1.530.064.448) |
| Margen de contribución | | \$ 7.254.187.268 | \$ 3.196.617.546 |
| Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados | | 115.490.616 | 9.712.839 |
| Gastos de personal | 26 | (442.892.776) | (107.771.244) |
| Otros gastos fijos, por naturaleza | 27 | (599.077.204) | (142.543.855) |
| Resultado bruto de operación | | 6.327.707.904 | 2.956.015.286 |
| Depreciaciones y amortizaciones | 28 | (859.900.474) | (247.319.743) |
| Pérdidas por deterioro | 29 | (380.706.921) | (4.807.234) |
| Resultado de operación | | 5.087.100.509 | 2.703.888.309 |
| Ingresos financieros | | 302.620.414 | 11.070.520 |
| Gastos financieros | | (774.195.278) | (182.299.775) |
| Diferencia en cambio, neto | | (109.763.270) | (5.082.019) |
| Resultado financiero, neto | 30 | (581.338.134) | (176.311.274) |
| Resultado de otras inversiones | | | |
| Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación | 31 | (1.093.254) | 756.425 |
| Resultados en venta y disposición de activos | 32 | (3.442.229) | (1.637.912) |
| Resultados antes de impuestos | | 4.501.226.892 | 2.526.695.548 |
| Gasto por impuestos a las ganancias | 33 | (1.540.448.212) | (814.374.147) |
| Utilidad del periodo | | \$ 2.960.778.680 | \$ 1.712.321.401 |
| Utilidad atribuible | | | |
| A los accionistas | | 2.859.963.898 | 1.712.321.388 |
| Participación no controlada | | 100.814.782 | 13 |
| Utilidad del periodo | | \$ 2.960.778.680 | \$ 1.712.321.401 |
| Utilidad por acción básica | | | |
| Utilidad por acción básica | 34 | 19.205,45 | 11.436,70 |
| Número de acciones ordinarias en circulación | | 148.914.162 | 148.914.162 |

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.


Lucio Rubio Díaz
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Sandra Marcela Barragán Cellamén
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 177728-T
Miembro de KPMG S.A.S.

(Véase mi informe del 24 de febrero de 2023)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Estado del Otro Resultado Integral Consolidado
(Cifras comparativas por el año terminado el 31 de diciembre de 2021)


(En miles de pesos)


| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Utilidad del Ejercicio | \$ 2.960.778.680 | \$ 1.712.321.401 |
| Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos: | | |
| Ganancia (Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI | 241.892 | (35.329) |
| Pérdidas (ganancia) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos | (40.824.175) | 14.150.443 |
| Conversión Método de Participación | 801.814.678 | - |
| Efecto fusión Enel Colombia - (pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI | (28.741) | - |
| Efecto fusión Enel Colombia - (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos | (79.996.688) | - |
| Efecto fusión Enel Colombia - Efecto conversión moneda presentación | 268.764.068 | - |
| Otro resultado del ejercicio, antes de impuestos | 949.971.034 | 14.115.114 |
| Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos: | | |
| Ganancias por coberturas de flujos de efectivo | 232.471.931 | 4.311.953 |
| Efecto fusión - Ganancias por coberturas de flujos de efectivo | 171.902.542 | - |
| Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos | 404.374.473 | 4.311.953 |
| Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo | | |
| Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos | 8.623.854 | (3.841.325) |
| Efecto fusión Enel Colombia - Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos | 15.281.807 | - |
| Impuesto a las ganancias relativo a dividendos grabados | (151.255.493) | - |
| Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo | (127.349.832) | (3.841.325) |
| Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo | | |
| Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo | (76.489.244) | (1.439.523) |
| Efecto fusión Enel Colombia - Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo | (51.540.745) | - |
| Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo | (128.029.989) | (1.439.523) |
| Total otro resultado integral | 1.098.965.686 | 13.146.219 |
| Resultado Integral Total | \$ 4.059.744.366 | \$ 1.725.467.620 |
| Utilidad atribuible: | | |
| A los accionistas | 3.958.929.584 | 1.725.467.633 |
| Participación no controlada | 100.814.782 | (13) |
| Utilidad del periodo | \$ 4.059.744.366 | \$ 1.725.467.620 |

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.


Lucio Rubio Díaz
 Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
 Contador Público
 Tarjeta Profesional 40562-T


Sandra Marcela Barragán Cellamén
 Revisor Fiscal
 Tarjeta Profesional 177728-T
 Miembro de KPMG S.A.S.
 (Véase mi informe del 24 de febrero de 2023)


Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado
(Cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2021)


(En miles de pesos)


| | Otras reservas | | | | | | | | Otro resultado integral | | | | | | | | |
|-----------------------------------------------------------|-----------------|-------------------|-------------------|-------------------|----------------|---------------------|-------------------|------------------|-------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|----------------------|-------------------------------|----------------------|-------------------|----------------------------------|-------------------|
| | Capital emitido | Costos de capital | Primas de emisión | Primas por fusión | Reserva Legal | Reserva Estatutaria | Reserva Ocasional | Otras reservas | Total Reservas | Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo | Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos | Efecto en conversión | Total otro resultado integral | Ganancias acumuladas | Total, Patrimonio | Participaciones no controladoras | Total Patrimonio |
| Patrimonio inicial al 01-01-2021 | \$ 655.222.313 | \$ - | \$ 113.255.816 | \$ - | \$ 327.611.157 | \$ 178.127 | \$ 223.904.394 | \$ - | \$ 551.693.678 | \$ (419.514) | \$ (30.746.399) | \$ - | \$ (31.165.913) | \$ 3.867.187.215 | \$ 5.156.193.109 | \$ 31.235 | \$ 5.156.224.344 |
| Resultado integral | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.712.321.388 | 1.712.321.388 | 13 | 1.712.321.401 |
| Utilidad del ejercicio | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2.837.101 | 10.309.118 | - | 13.146.219 | - | 13.146.219 | - | 13.146.219 |
| Otro resultado integral | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Resultado integral | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2.837.101 | 10.309.118 | - | 13.146.219 | 1.712.321.388 | 1.725.467.607 | 13 | 1.725.467.620 |
| Dividendos decretados | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (1.779.036.969) | (1.779.036.969) | - | (1.779.036.969) |
| Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio | - | - | - | - | - | - | (8.717.996) | - | (8.717.996) | - | - | - | - | 7.961.572 | (756.424) | (1) | (756.425) |
| Total incremento (disminución) en el patrimonio | - | - | - | - | - | - | (8.717.996) | - | (8.717.996) | 2.837.101 | 10.309.118 | - | 13.146.219 | (58.754.009) | (54.325.786) | 12 | (54.325.774) |
| Patrimonio final al 31-12-2021 | \$ 655.222.313 | \$ - | \$ 113.255.816 | \$ - | \$ 327.611.157 | \$ 178.127 | \$ 215.186.398 | \$ - | \$ 542.975.682 | \$ 2.417.587 | \$ (20.437.281) | \$ - | \$ (18.019.964) | \$ 3.808.433.206 | \$ 5.101.867.323 | \$ 31.247 | \$ 5.101.898.570 |
| Patrimonio inicial al 01-01-2022 | \$ 655.222.313 | \$ - | \$ 113.255.816 | \$ - | \$ 327.611.157 | \$ 178.127 | \$ 215.186.398 | \$ - | \$ 542.975.682 | \$ 2.417.587 | \$ (20.437.281) | \$ - | \$ (18.019.694) | \$ 3.808.433.206 | \$ 5.101.867.323 | \$ 31.247 | \$ 5.101.898.570 |
| Resultado integral | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2.859.963.898 | 2.859.963.898 | 100.814.782 | 2.960.778.680 |
| Utilidad del ejercicio | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Incrementos (disminuciones) fusión | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 120.333.056 | (64.714.881) | 268.764.068 | 324.382.243 | - | 324.382.243 | - | 324.382.243 |
| Otro resultado integral | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 156.224.580 | (32.200.322) | 650.559.185 | 774.583.443 | - | 774.583.443 | - | 774.583.443 |
| Total resultado integral | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 276.557.636 | (96.915.203) | 919.323.253 | 1.098.965.686 | 2.859.963.898 | 3.958.929.584 | 100.814.782 | 4.059.744.366 |
| Dividendos decretados | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (3.658.796.333) | (3.658.796.333) | - | (3.658.796.333) |
| Incrementos (disminuciones) fusión | (6.508.367) | - | - | 5.448.823.679 | 26.454.481 | - | 189.950.866 | 1.146.052.277 | 1.362.457.624 | - | - | - | - | 2.965.157.888 | 9.769.930.824 | 961.436.906 | 10.731.367.730 |
| Incrementos (disminuciones) por otros cambios | - | - | - | - | - | - | (23.178.308) | - | (23.178.308) | - | - | - | - | 23.178.308 | - | 79.153.937 | 79.153.937 |
| Total incremento (disminución) en el patrimonio | - | (6.508.367) | - | 5.448.823.679 | 26.454.481 | - | 166.772.558 | 1.146.052.277 | 1.339.279.316 | 276.557.636 | (96.915.203) | 919.323.253 | 1.098.965.686 | 2.189.503.761 | 10.070.064.075 | 1.141.405.625 | 11.211.469.700 |
| Patrimonio final al 31-12-2022 | \$ 655.222.313 | \$ (6.508.367) | \$ 113.255.816 | \$ 5.448.823.679 | \$ 354.065.638 | \$ 178.127 | \$ 381.958.956 | \$ 1.146.052.277 | \$ 1.882.254.998 | \$ 278.975.223 | \$ (117.352.484) | \$ 919.323.253 | \$ 1.080.945.992 | \$ 5.997.936.967 | \$ 15.171.931.398 | \$ 1.141.436.872 | \$ 16.313.368.270 |

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador Público certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.


Lucio Rubio Díaz
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público,
Tarjeta Profesional 40562-T


Sandra Marcela Barragán Cellamén
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 177728-T
Miembro de KPMG S.A.S.

(Véase mi informe del 24 de febrero de 2023)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Estado de Flujos de Efectivo, Método Directo, Consolidado
(Cifras comparativas por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021)

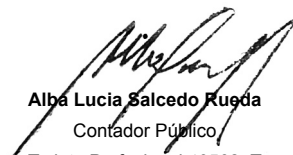
(En miles de pesos)

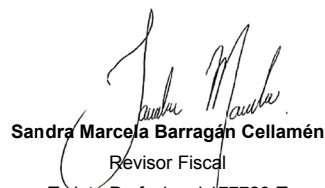
| | Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022 | Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación | | |
| Clases de cobros por actividades de operación | | |
| <i>Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios</i> | \$ 11.726.554.662 | \$ 4.683.905.944 |
| <i>Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias</i> | 189.558.517 | 102.805.691 |
| <i>Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas</i> | 23.733.527 | - |
| <i>Otros cobros por actividades de operación</i> | 2.198.967.051 | - |
| Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación: | | |
| <i>Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios</i> | (5.562.276.559) | (1.636.297.263) |
| <i>Pagos y/o por cuenta de los empleados</i> | (308.723.472) | (107.037.584) |
| <i>Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas</i> | (49.409.025) | (25.468.313) |
| <i>Otros pagos por actividades de operación</i> | (1.963.465.303) | (9.519.371) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de la operación | 6.254.939.398 | 3.008.389.104 |
| Intereses recibidos | 4.298.163 | - |
| Impuestos a las ganancias pagados | (1.239.042.526) | (673.206.045) |
| Reclasificación efectivo mantenido para la venta | (16.066.432) | - |
| Otras salidas de efectivo | (147.921.065) | (44.324.831) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de la operación | 4.856.207.538 | 2.290.858.228 |
| Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión: | | |
| Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades | 48.363.111 | - |
| Compra de propiedades, planta y equipo e intangibles | (2.774.960.896) | (304.746.322) |
| Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps) | (57.457.044) | - |
| Cobros derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera | 196.993.915 | - |
| Cobros a entidades relacionadas | 215.617.215 | - |
| Intereses recibidos actividades inversión | 71.861.280 | 6.299.516 |
| Otras entradas de efectivo | 1.122.538.377 | - |
| Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión | (1.177.044.042) | (298.446.806) |
| Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación: | | |
| Importes procedentes de la emisión de acciones | 1.136.250.000 | - |
| Importes procedentes de préstamos | 2.171.594.344 | 1.144.525.658 |
| Pago de préstamos | (1.585.429.321) | (1.520.865.658) |
| Dividendos pagados accionistas | (3.658.723.560) | (1.994.439.875) |
| Intereses pagados financiación | (601.188.237) | (224.670.935) |
| Intereses pagados por arrendamientos (NIIF 16) | (18.470.400) | (359.381) |
| Pagos de pasivos por arrendamientos financieros | - | (48.398) |
| Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16) | (22.507.536) | (5.922.715) |
| Pagos de préstamos a entidades relacionadas | (92.298.117) | - |
| Otras entradas de efectivo financiación | (6.749.329) | 1.880.632 |
| Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación | (2.677.522.156) | (2.599.900.672) |
| Incremento (disminución) neta de efectivo y equivalentes al efectivo | 1.001.641.340 | (607.489.250) |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período | 213.701.458 | 821.190.708 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período | \$ 1.215.342.798 | \$ 213.701.458 |

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de las Compañías que integran el Grupo.


Lucio Rubio Díaz
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Sandra Marcela Barragán Cellamén
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 177728-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 24 de febrero de 2023)



Contenido

| | | |
|------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 1. | Información General | 16 |
| 1.1. | Ente económico | 16 |
| 1.2. | Comercialización de Gas | 25 |
| 1.3. | Contratos de colaboración empresarial | 26 |
| 1.4. | Fusión Emgesa S.A. E.S.P., Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. y Essa2 S.p.A. (Enel Panamá CAM, S.R.L., Enel Guatemala S.A., Enel Costa Rica CAM S.A.). | 26 |
| 1.5. | Marco legal y regulatorio | 32 |
| 2. | Bases de presentación | 45 |
| 3. | Políticas contables | 53 |
| 4. | Efectivo y equivalentes al efectivo | 72 |
| 5. | Otros activos financieros | 74 |
| 6. | Otros activos no financieros | 77 |
| 7. | Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto | 78 |
| 8. | Saldos y transacciones con partes relacionadas | 84 |
| 9. | Inventarios, neto | 89 |
| 10. | Activos y pasivos mantenidos para la venta | 90 |
| 11. | Activos por impuesto de renta | 93 |
| 12. | Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas | 94 |
| 13. | Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto | 95 |
| 14. | Propiedades, Planta y Equipo, neto | 99 |
| 15. | Plusvalía | 107 |
| 16. | Activos y Pasivos por impuestos diferidos | 108 |
| 17. | Pasivos financieros | 110 |
| 18. | Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar | 120 |
| 19. | Provisiones | 122 |
| 20. | Pasivos por impuestos | 134 |
| 21. | Otros pasivos no financieros | 137 |
| 22. | Provisiones por beneficios a los empleados | 138 |



| | | |
|-----|---------------------------------------------------------------------|-----|
| 23. | Patrimonio | 144 |
| 24. | Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación | 146 |
| 25. | Aprovisionamientos y servicios | 149 |
| 26. | Gastos de personal | 150 |
| 27. | Otros gastos fijos de operación | 151 |
| 28. | Gastos por depreciación, amortización | 152 |
| 29. | Pérdidas por deterioro | 152 |
| 30. | Resultados financieros | 154 |
| 31. | Resultados sociedades contabilizadas por el método de participación | 157 |
| 32. | Resultado en venta y disposición de activos | 158 |
| 33. | Gasto por impuesto a las ganancias | 158 |
| 34. | Utilidad por acción | 160 |
| 35. | Resultado integral | 161 |
| 36. | Activos y pasivos en moneda extranjera | 162 |
| 37. | Sanciones | 162 |
| 38. | Otros seguros | 164 |
| 39. | Compromisos y Contingencias | 164 |
| 40. | Litigios y arbitrajes | 165 |
| 41. | Gestión de riesgos | 174 |
| 42. | Mercado de derivados energéticos | 176 |
| 43. | Información sobre valores razonables | 177 |
| 44. | Categorías de activos y pasivos financieros | 179 |
| 45. | Segmentos de Operación | 179 |
| 46. | Temas relevantes | 181 |
| 47. | Reclasificación en los Estados Financieros. | 183 |
| 48. | Aprobación de estados financieros | 183 |
| 49. | Eventos subsecuentes | 183 |

1. Información General

1.1. Ente económico

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.) – en adelante “El Grupo” – es una sociedad anónima comercial constituida de acuerdo con las leyes colombianas como una empresa de servicios públicos, regulada por la Ley 142 y 143 de 1994; es de origen colombiano, tiene su domicilio y oficinas principales en la Calle 93 No. 13-45 Piso 1°, Bogotá D.C. Su término de duración es indefinido.

Fue constituida mediante escritura pública No.003480 de la Notaría 18 de Bogotá D.C. del 15 de octubre de 1980 e inscrita ante la Cámara de Comercio el 17 de agosto de 2007 bajo el número 01151755 del libro IX, matrícula mercantil No. 01730333.

A través de la Escritura Pública No. 562 otorgada el 1 de marzo de 2022 de la Notaría 11 del Círculo de Bogotá inscrita en el Registro Público administrado por la Cámara de Comercio de Bogotá bajo el número 02798609 del 1 de marzo de 2022 del libro IX, Enel Colombia S.A. E.S.P. absorbió mediante fusión a Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. y ESSA2 S.p.A., adquiriendo todos los bienes y derechos de las sociedades absorbidas y asumiendo todos sus pasivos y obligaciones; así mismo, modificó su razón social pasando de Emgesa S.A. E.S.P. a Enel Colombia S.A. E.S.P.

La composición accionaria de Enel Colombia S.A. E.S.P. a corte de 31 de diciembre de 2022 es:

| Accionistas | No. de Acciones | % de Participación |
|-------------------------------------|------------------------|---------------------------|
| Enel Américas S.A. | 85.394.808 | 57,345% |
| Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P. | 63.311.437 | 42,515% |
| Otros Accionistas Minoritarios. | 207.917 | 0,140% |
| Total | 148.914.162 | 100% |

Enel Colombia S.A. E.S.P. es filial de Enel Américas S.A., entidad controlada en su porción mayoritaria por Enel S.p.A. (en adelante, Enel).

La situación de Grupo Empresarial inscrita en el registro mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá fue actualizada mediante la inscripción de documento privado del 10 de marzo de 2022, inscrito el 25 de marzo de 2022 bajo el No. 02807497, por medio del cual la sociedad extranjera Enel S.p.A. (Matriz) comunica que ejerce Situación de Control y que se configura Grupo Empresarial de manera directa sobre la sociedad Enel Américas S.A. (Filial) quien a su vez ejerce control de manera directa sobre las sociedades Enel Colombia S.A. E.S.P. y Energía y Servicios South América S.p.A. (Subordinadas). A su vez, la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. (Subordinada), ejerce control de manera directa sobre las sociedades Inversora Codensa S.A.S. (hoy Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.), Fundación Enel Colombia, Enel X Colombia S.A.S. (hoy Colombia ZE S.A.S.), Bogotá ZE S.A.S., Guayepo Solar S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S., Atlántico Photovoltaic S.A.S. E.S.P., Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., Enel Green Power Fotovoltaica La Loma S.A.S. – En liquidación y Latamsolar Energías Renovables S.A.S. (Subordinadas). A su vez, la sociedad Enel X Colombia S.A.S. (hoy Colombia ZE S.A.S.) ejerce control de manera directa sobre la sociedad Bogotá ZE S.A.S., la cual, a su vez, ejerce control de manera directa sobre las sociedades Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. (Subordinadas).

Producto de la adquisición del 100% de las acciones de la sociedad, se encuentra pendiente la inscripción en Cámara de Comercio de Bogotá la actualización de la situación de control y grupo empresarial, para indicar que el Grupo ejerce control de manera directa sobre la sociedad Latamsolar Energías Renovables S.A.S. (Subordinada).

Los estados financieros consolidados incluyen a Enel Colombia S.A. E.S.P. y a sus filiales. A continuación, se detalla cada una de las compañías, la participación económica que el Grupo tiene sobre ellas y su objeto social al 31 de diciembre de 2022:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Tipo de participación directa

| Compañía | % Participación económica |
|--------------------------------------------------------------------|----------------------------------|
| Enel Costa Rica CAM S.A. (antes Enel Green Power Costa Rica S.A.). | 100,00% |
| Enel Guatemala S.A. (antes Enel Green Power Guatemala S.A.). | 99,99% |
| Enel Panamá CAM S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá S.R.L.). | 99,97% |
| Generadora de Occidente Ltda. | 99,00% |
| Generadora Montecristo S.A. | 99,99% |
| Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L. | 0,99% |
| Enel Renovable S.R.L. (antes Enel Solar S.R.L.). | 0,99% |
| Generadora Solar Tole S.R.L. | 0,99% |
| Llano Sanchez Solar Power One S.R.L. | 0,20% |
| PH Chucas S.A. | 37,79% |
| Tecnoguat S.A. | 75,00% |
| Transmisora de Energía Renovable S.A. | 99,99% |
| Renovables de Guatemala S.A. | 99,99% |
| Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. | 99,99% |
| Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (Antes Inversora Codensa S.A.S.). | 100,00% |
| Colombia ZE S.A.S. (Antes Enel X Colombia S.A.S.). | 100,00% |

Tipo de participación indirecta

| Compañía | % Participación económica |
|----------------------------------|----------------------------------|
| Generadora Solar Occidente, S.A. | 100,00% |
| Enel Fortuna S.A. | 50,05% |
| Energía Global Operaciones S.A. | 100,00% |
| Fontibón ZE S.A.S. | 100,00% |
| Generadora Solar Austral, S.A. | 100,00% |
| Generadora Solar El Puerto, S.A. | 100,00% |
| Jaguito Solar 10MW, S.A. | 100,00% |
| PH Don Pedro S.A. | 99,46% |
| PH Rio Volcán S.A. | 99,15% |
| Progreso Solar 20MW, S.A. | 100,00% |
| Usme ZE S.A.S. | 100,00% |
| Bogotá ZE S.A.S. | 100,00% |

A continuación, se presentan los entes económicos sobre los que Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene participación directa:

» **Colombia**

• **Ente económico Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.**

Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., – SPCC S.A. es una sociedad anónima comercial, constituida el 18 de septiembre de 2009, mediante escritura pública No. 2643 de la Notaría 11 de Bogotá e inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá el 18 de noviembre de 2009. Su duración legal se extiende hasta el 18 de septiembre de 2059.

Objeto social: tiene por objeto principal la inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos y privados, la administración de puertos, la prestación de servicios de cargue y descargue, de almacenamiento en puertos y demás servicios directamente relacionados con la actividad portuaria, desarrollo y explotación de muelles y puertos multipropósito, conforme a la ley.

Además, prestar servicios portuarios, ya sea como operador portuario y permitir la prestación de servicios por parte de otros operadores portuarios; en desarrollo de su objeto social principal podrá asociarse con otras sociedades portuarias o titulares de autorizaciones especiales a las que se refiere el Artículo 4 de la Ley 1 de 1991, en forma transitoria o permanente, con el propósito de facilitar la utilización de las zonas marinas de uso común adyacentes al puerto mediante la realización de obras tales como: dragado, relleno y obras de ingeniería oceánica, entre otros, prestar los servicios de beneficio común que resulten necesarios, así como realizar otras actividades complementarias.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos)

Con fecha 30 de julio de 2010, la Sociedad suscribió un contrato de concesión identificado con el No. 006 de 2010, con el Instituto Nacional de Concesiones (INCO), hoy Agencia Nacional de Infraestructura (ANI), modificado mediante Otrosí No.001 que fue suscrito el 22 de diciembre de 2014.

• Ente económico Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (Antes Inversora Codensa S.A.S.)

Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. antes Inversora Codensa S.A.S. es una sociedad por acciones simplificada, constituida el 1 de julio de 2009, inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá el 15 de agosto de 2009 bajo el número 01319972 del libro IX. La Compañía tiene un término de duración indefinido.

El 1 de julio de 2009, por documento privado inscrito en la Cámara de Comercio de Bogotá el 15 de agosto de 2009 bajo el No.01319972 del libro IX, La Compañía Inversora Codensa Ltda. que se hallara disuelta y sin liquidarse, se reconstituye para continuar su objeto social en La Compañía Inversora Codensa S.A.S.

Información relevante sobre Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. antes Inversora Codensa S.A.S.: Por medio del acta No 21 del 4 de abril de 2022 la Asamblea de Accionista Único de la sociedad Inversora Codensa S.A.S. aprobó la reforma estatutaria por la cual se cambió la razón social a Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.

Objeto social: tiene por objeto invertir en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica de acuerdo con la definición establecida en la Ley 142 de 1994. Dentro de sus estrategias comerciales se encuentra participar en el proceso de enajenación de acciones aprobado por el Gobierno Nacional de las Compañías electrificadoras.

• Ente económico Colombia ZE S.A.S. (Antes Enel X Colombia S.A.S.)

Información relevante sobre Colombia ZE S.A.S (Antes Enel X Colombia S.A.S.): la Asamblea de Accionistas de Enel X Colombia S.A.S. mediante Acta No. 8 del 16 de marzo de 2022, inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá el 1 de abril de 2022 con el No. 02811563 del libro IX, la Sociedad cambió su razón social de Enel X Colombia S.A.S. a Colombia ZE S.A.S.

El 19 de julio de 2022 mediante el acta N.º 10 correspondiente a "Reunión extraordinaria de Asamblea del Accionista, único accionista Colombia ZE S.A.S.", se aprobó la capitalización de la sociedad Colombia ZE S.A.S. con un aporte en especie por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P. de 317.248.010 acciones que tiene en la sociedad Bogotá ZE S.A.S., con una participación por un valor nominal más una prima en colocación que aporta en especie por \$31.724.801.

Según lo anterior, el único accionista de Bogotá ZE S.A.S. es la sociedad Colombia ZE S.A.S. la cual fue constituida el 17 de abril de 2018, quien a su vez cuenta con un único accionista Enel Colombia S.A. E.S.P.

Objeto Social – La Sociedad podrá llevar a cabo cualquier actividad comercial o civil lícita. En especial la sociedad podría entre otros: A) Ejecutar proyectos de alumbrado público para el desarrollo de modernizaciones, administraciones, operación y mantenimiento, expansiones, telegestión, levantamiento de inventarios, diseños fotométricos, interventoría, entre otros; bajo las distintas modalidades de contratación con el Estado como concesiones de manera individual o conjunta conformando alianzas estratégicas. B) Desarrollar proyectos de ingeniería eléctrica en baja, media y alta tensión, proyectos de iluminación especial, iluminación arquitectónica e iluminación navideña, proyectos de almacenamiento de energía y energías renovables a través de la participación en licitaciones o concursos públicos y privados, celebrando contratos con entidades o empresas del Estado, de economía mixta o privados.

El Grupo tiene por objeto principal la generación, distribución, comercialización y el almacenamiento de energía eléctrica en los términos de la Ley 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicione y modifiquen o deroguen, y todo tipo de actividades relacionadas de forma directa, indirecta, complementaria o auxiliar con las mismas; así como; ejecutar todas las actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general.

Cualquiera de las actividades previstas en el objeto social, las podrá realizar la sociedad directamente o como socia o accionista en otras sociedades mercantiles con cualquier objeto social.

Adicionalmente, en el ejercicio de su objeto social; entre otros, el Grupo ofrece servicios de financiamiento de bienes y servicios a los clientes, incluyendo la línea de "Crédito Fácil Codensa", suscripciones y seguros, parte de los cuales fueron transferidos al Banco Colpatria Red Multibanca Colpatria S.A. a partir del 27 de noviembre de 2009. Así mismo, cuenta con

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos)

una línea de negocio consistente en la constitución de una entidad de financiamiento comercial para continuar explotando de manera conjunta con Scotiabank Colpatría el producto “Crédito Fácil Codensa” y a su vez para desarrollar actividades complementarias; una de ellas relacionada con los negocios de e-commerce para adelantar negocios con los clientes a través de distintas plataformas digitales y fortalecer el posicionamiento del Grupo en materia de comercialización y colocación masiva de pólizas de seguros como corresponsal de seguros.

» Costa Rica

• Ente económico Enel Costa Rica CAM S.A. (antes Enel Green Power Costa Rica S.A.)

Enel Costa Rica CAM S.A. es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes costarricenses como una empresa de servicios del sector eléctrico para fines comerciales, es de origen costarricense, tiene sus oficinas principales en San José, Escazú, Guachipelín Centro 27, tercer piso. El plazo social de la entidad jurídica es por 99 años, iniciando el 11 de septiembre de 1991, por lo que finaliza el 11 de septiembre del 2090. Esta duración se puede prorrogar por acuerdo de Asamblea de Accionistas.

Fue constituida mediante escritura pública No. Cinco–Siete ante los Notarios Juan Carlos Esquivel Favareto y Javier Enrique Castillo Castro, el 11 de septiembre de 1991, inscrita ante el Registro Público Mercantil el 11 de octubre de 1991 al tomo 682, folio 102, asiento 127, con la cédula de persona jurídica 3-101-120506.

Tiene un capital social de US \$27.500.000 representado por 27.500.000 acciones comunes y nominativas de US \$1.00 cada una. La composición accionaria de Enel Costa Rica CAM S.A., a corte de 31 de diciembre de 2022, pertenece en su totalidad a Enel Colombia S.A. E.S.P.

Tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

- P.H. Chucás S.A.
- P.H. Río Volcán S. A.
- P.H. Don Pedro S.A.
- Energía Global Operaciones S.R.L.

Objeto Social: Enel Costa Rica CAM S.A. tiene por objeto social principal el diseño, mercadeo y construcción de sistemas para conservación de energía eléctrica en todo tipo de edificios públicos o privados, producción de energía para fines comerciales, industriales y de agricultura, y todo tipo de comercio relacionado con lo anterior.

• Ente económico P.H. Chucás S.A.

P.H. Chucás S.A. es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes costarricenses como una empresa de servicios del sector eléctrico para fines comerciales, es de origen costarricense, tiene sus oficinas principales en San José, Escazú, Guachipelín Centro 27, tercer piso. La sociedad se constituyó el 10 de abril de 2008, y su plazo social vence el 10 de abril del 2108. Esta duración se puede prorrogar por acuerdo de Asamblea de Accionistas.

Fue constituida mediante escritura pública No. Tres ante el Notario Edgar Odio Rohrmoser, el 10 de abril de 2008, inscrita ante el Registro Público Mercantil el 16 de abril de 2008 al tomo 575, folio 50651, asiento 1, con la cédula de persona jurídica 3-101-528730.

Tiene un capital social de 100.000 colones representado por 100.000 acciones, de las cuales 65.000 son acciones comunes y nominativas de 1.00 colón cada una y 35.000 acciones preferidas y nominativas de 1.00 colón cada una. La composición accionaria de P.H. Chucás S.A., a corte 31 de diciembre de 2022, pertenece a Enel Colombia S.A. E.S.P., a Enel Costa Rica CAM S.A., y a Inversiones Eólicas La Esperanza.

Objeto Social: la generación y comercialización de energía eléctrica, plantas de generación y proyectar, construir, mantener, explotar comercialmente centrales generadoras de electricidad.

Por medio de la sociedad P.H. Chucás S.A. se opera el Proyecto Hidroeléctrico Chucás, de 50 Mw, ubicado en los cantones de Atenas y Mora. El Proyecto Hidroeléctrico Chucás inició sus operaciones el 9 de diciembre de 2016, y fue construido bajo un esquema Build–Operate–Transfer (BOT), según las condiciones pactadas contractualmente con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y en apego a la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela No. 7200.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

» **Panamá**

• **Ente económico Enel Panamá CAM S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá S.R.L.)**

Enel Panamá CAM S.R.L., antes Enel Green Power Panamá S.R.L. fue constituida en 1998 y modificada a sociedad de responsabilidad limitada según Escritura Pública No.11,856 inscrita el 17 de octubre de 2019.

Entre el 14 de abril de 2006 a febrero de 2007 las acciones de Enel Panamá CAM S.R.L., (antes Enel Green Power Panamá S.R.L.), fueron adquiridas en su totalidad por Enel Investment Holding B.V. Actualmente y producto de cambios corporativos las acciones de Enel Panamá CAM, S.R.L. son poseídas en 99.97% por Enel Colombia S.A. E.S.P.

La actividad principal de Enel Panamá CAM S.R.L., consiste en operar y desarrollar plantas de generación de energía hidroeléctrica, fotovoltaica y fuentes renovables. La capacidad total instalada es de 361.7 MW Dc más 65 MW Dc en construcción.

Enel Panamá CAM S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá S.R.L.), está conformado por diez (10) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá; opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y diez (10) plantas de generación fotovoltaicas, tres (3) de estas plantas de generación fotovoltaicas se encuentran en proceso de construcción al 31 de diciembre de 2022.

| Accionistas | No. de Acciones | % de Participación |
|---------------------------|------------------------|---------------------------|
| Enel Colombia S.A. E.S.P. | 49.944.830 | 99,9667% |
| Enel Américas S.A. | 32.197 | 0,0333 % |
| Total | 49.977.027 | 100% |

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

- Enel Fortuna S.A.
- Enel Renewable S.R.L. (antes Enel Solar S.R.L.).
- Jaguito Solar 10MW S.A.
- Progreso Solar 20MW S.A.
- Generadora Solar Austral S.A.
- Generadora Solar El Puerto S.A.
- Generadora Solar Occidente S.A.
- Llano Sanchez Solar Power One S.R.L.
- Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L.
- Generadora Solar Tolé S.R.L.

• **Ente económico Enel Fortuna S.A.**

Enel Fortuna S.A., (antes Empresa de Generación Eléctrica Fortuna S.A.), es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República de Panamá. Inició operaciones bajo una administración privada el 8 de enero de 1999, resultante del proceso de privatización en la que el Gobierno de Panamá vendió 49% de las acciones comunes a Américas Generation Corporation (AGC), en la actualidad Enel Panamá CAM, S.R.L. y 1.1% a los empleados del antiguo IRHE.

En abril de 2009 Enel Panamá CAM, S.R.L., (antes Enel Green Power Panamá S.R.L.), adquirió 1.06% de las acciones poseídas por los antiguos empleados del antiguo IRHE, con lo que se convirtió en tenedor del 50.06% de las acciones de la Compañía. El Gobierno de Panamá retiene siempre un 49.9%, y los antiguos empleados del antiguo IRHE el 0.04% restante.

Entre el 14 de abril de 2006 a febrero de 2007 las acciones de Enel Panamá CAM, S.R.L., (antes Enel Green Power Panamá S.R.L.), fueron adquiridas en su totalidad por Enel Investment Holding B.V. Actualmente y producto de cambios corporativos las acciones de Enel Panamá CAM, S.R.L. son poseídas en 99.97% por Enel Colombia S.A. E.S.P., sociedad del Grupo Enel cuya última controladora es Enel S.p.A. y está domiciliada en Roma, Italia.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos)

La actividad principal de la Compañía consiste en operar una planta de generación hidroeléctrica de 300 megavatios ubicada en el Río Chiriquí, Provincia de Chiriquí, República de Panamá.

La Compañía opera y vende electricidad y capacidad de generación eléctrica a compañías de distribución conforme a los términos de contratos de compraventa de energía; así como; ventas a través del mercado ocasional dentro de Panamá y en otros países de Centroamérica.

Mediante la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, se establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, dentro del cual se contempla la construcción, instalación, operación y mantenimiento de plantas de generación hidroeléctrica y térmicas sujetas al régimen de concesiones y licencias.

Efectivo el 18 de diciembre de 1998, Enel Fortuna S.A. y el ente regulador de los servicios públicos (ahora Autoridad Nacional de los Servicios Públicos – ASEP-) celebraron contrato de concesión. Los términos más importantes del contrato se detallan a continuación:

- La ASEP otorga a la Enel Fortuna S.A. una concesión para la generación de energía hidroeléctrica, mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí.
- Enel Fortuna S.A. está autorizada a prestar el servicio público de generación de electricidad, el cual comprende la operación y mantenimiento de una planta de generación eléctrica, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión y equipos de transformación, con el fin de producir y vender en el sistema eléctrico nacional y realizar ventas internacionales de energía.
- El término de vigencia de la concesión otorgada tiene una duración de cincuenta (50) años. El mismo puede ser prorrogado por un período de hasta cincuenta (50) años, previa solicitud a la ASEP y su debida aprobación.
- Enel Fortuna S.A. tendrá el derecho de poseer, operar y mantener los bienes del complejo y realizar mejoras sobre los mismos. Se requerirá aprobación previa en los casos en que aumente la capacidad de la planta en 15% o más en el mismo sitio.
- Enel Fortuna S.A. tendrá la libre disponibilidad los bienes propios y los bienes del complejo.
- Enel Fortuna S.A. tendrá los derechos sobre los bienes inmuebles y derechos de vía o paso, dentro del Complejo Hidroeléctrico pudiendo realizar todas las actividades necesarias para la generación y venta de energía hidroeléctrica. Así mismo, también tendrá el derecho de vía o acceso a las áreas del complejo hidroeléctrico actualmente habilitadas y en uso.
- Enel Fortuna S.A. podrá solicitar la adquisición forzosa de inmuebles y la constitución de servidumbres en su favor conforme lo estipula la Ley No.6 y su reglamento. La oficina principal de la Compañía se encuentra ubicada en Ciudad de Panamá, Corregimiento de Bella Vista, Avenida Aquilino de la Guardia, PH Marbella Office Plaza, piso 3. Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía mantenía un total de 74 empleados permanentes.

| Accionistas | No. de Acciones | % de Participación |
|---------------------------------|------------------------|---------------------------|
| Enel Panamá CAM S.R.L. | 50.055.171 | 50,0552% |
| Gobierno de Panamá. | 49.912.633 | 49,9126% |
| Otros Accionistas Minoritarios. | 32.196 | 0,0322% |
| Total | 100.000.000 | 100% |

• Ente económico Enel Renovable S.R.L. (antes Enel Solar S.R.L.)

Enel Renovable S.R.L., antes Enel Solar S.R.L. fue constituida y denominada el 15 de diciembre de 2015, como Generadora Fotovoltaica Chiriquí S.A. y modificada a sociedad de responsabilidad limitada según Escritura Pública No.12,269 del 18 de octubre de 2019 e inscrita el 30 de octubre de 2019.

Que el día 26 de noviembre de 2019, quedó debidamente registrada la Escritura No. 15,608 del 25 de noviembre de 2019, por la cual se protocoliza el Convenio de Fusión por Absorción celebrado el 22 de noviembre de 2019, entre Llano Sanchez Solar Power Tres S.R.L., Llano Sánchez Solar Power Cuatro S.R.L., Sol Real Istmo S.R.L., Generadora Solar Caldera S.R.L., Generadora Estrella Solar S.R.L., como sociedades absorbidas y Generadora Fotovoltaica Chiriquí S.R.L., como sociedad absorbente y/o subsistente, en dicha fusión.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos)

De igual forma y en el mismo acto jurídico/documento, quedó registrado el cambio de nombre de Generadora Fotovoltaica Chiriquí, S.R.L, a Enel Solar S.R.L., continuando su existencia corporativa sujeta a las disposiciones de la Ley 4 de 2009 y a las demás regulaciones aplicables de la República de Panamá.

El día 27 de agosto de 2022 la Escritura pública No. 18, 634 del 18 de agosto de 2022, quedó debidamente inscrita en Registro Público de Panamá, Sección Mercantil, por la cual se modificó en nombre de sociedad y en adelante se denomina Enel Renovable S.R.L., continuando su existencia corporativa sujeta a las disposiciones de la Ley 4 de 2009 y a las demás regulaciones aplicables de la República de Panamá.

La actividad comercial de Enel Renovable S.R.L., es la operación de siete (7) plantas de generación de energía fotovoltaica (Estrella Solar, Sol de David, Chiriquí, Vista Alegre, Generadora Solar Caldera, Milton Solar y Sol Real). La capacidad total instalada es de 61.66MW. A la fecha, se encuentra en trámite ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) las resoluciones por la cual se aprueba la cesión de las siete licencias de generación a favor de Enel Renovable, S.R.L., toda vez que a la fecha se mantienen bajo la titularidad de Enel Solar S.R.L.

• Ente económico Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L.

Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L., fue constituida el 15 de diciembre de 2015 y modificada a sociedad de responsabilidad limitada según Escritura Pública No.12,270 del 18 de octubre de 2019 e inscrita el 30 de octubre de 2019.

La sociedad a la fecha no tiene operaciones comerciales, ni empleados, ni licencias de generación y/o cualquier índole bajo su titularidad.

• Ente económico Generadora Solar Tolé S.R.L.

Generadora Solar Tolé S.R.L., fue constituida el 15 de diciembre de 2015 y modificada a sociedad de responsabilidad limitada según Escritura Pública No.12,272 del 18 de octubre de 2019 e inscrita el 30 de octubre de 2019.

La sociedad a la fecha no tiene operaciones comerciales, ni empleados, ni licencias de generación y/o cualquier índole bajo su titularidad.

• Ente económico Llano Sánchez Solar Power One S.R.L.

Llano Sánchez Solar Power One S.R.L., fue constituida el 22 de septiembre de 2014 y modificada a sociedad de responsabilidad limitada según Escritura Pública No.12,274 del 18 de octubre de 2019 e inscrita el 24 de octubre de 2019.

El día 20 de diciembre de 2019, quedó debidamente inscrita la Escritura No. 34,578 del 13 de diciembre de 2019, por la cual se escinde parcialmente la Sociedad y la sociedad beneficiaria de dicha escisión es la sociedad Enel Solar S.R.L., (hoy Enel Renovable S.R.L.)

Por consiguiente, una vez en vigencia la escisión parcial, a partir del 20 de diciembre de 2019, todas las licencias, permisos, autorizaciones, concesiones, derechos, facultades, privilegios, reclamos, acciones y contratos de Llano Sánchez Solar Power One S.R.L., fueron transferidos y asumidos por la sociedad beneficiaria Enel Solar S.R.L., con excepción de los activos producto de la ampliación de la Subestación de Llano Sánchez en el patio de 34.5 kV, los cuales se mantienen como propiedad de Llano Sánchez Solar Power One S.R.L., así como; todos los derechos y obligaciones producto del mismo.

La sociedad a la fecha no tiene operaciones comerciales, ni empleados, ni licencias de generación y/o cualquier índole bajo su titularidad.

» Guatemala

• Ente económico Enel Guatemala S.A. (antes Enel Green Power Guatemala S.A.)

Enel Guatemala S.A. (antes Enel Green Power Guatemala S.A.), es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas, es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Enel Guatemala S.A. (antes Enel Green Power Guatemala S.A.), fue constituida mediante escritura pública No. 23 autorizada el 4 de noviembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Iburgüen, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42426, folio 55, libro 136 de Sociedades con fecha 15 de noviembre de 1999.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

La composición accionaria de Enel Guatemala S.A. (antes Enel Green Power Guatemala S.A.) a corte de 31 de diciembre de 2022 es:

| Accionistas | No. de Acciones | % de Participación |
|---------------------------|------------------------|---------------------------|
| Enel Américas S.A. | 100 | 0.0001% |
| Enel Colombia S.A. E.S.P. | 67.207.900 | 99.9999% |
| Total | 67.208.000 | 100% |

Objeto Social: Enel Guatemala S.A. (antes Enel Green Power Guatemala S.A.) tiene por objeto principal comercializar, comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación.

• **Ente Económico Generadora de Occidente Ltda.**

Generadora de Occidente Ltda. es una sociedad mercantil de responsabilidad limitada constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas, es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Generadora de Occidente Ltda. fue constituida mediante escritura pública No. 22 autorizada el 27 de septiembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Iburgüen, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42079, folio 708, libro 135 de Sociedades con fecha 12 de noviembre de 1999.

La aportación social de Generadora de Occidente Ltda. a corte de 31 de diciembre de 2022 es:

| Socios | Capital | % de Participación |
|---------------------------|----------------------|---------------------------|
| Enel Colombia S.A. E.S.P. | 16.099.080,36 | 99.0000% |
| Enel Guatemala S.A. | 162.616,97 | 1.0000% |
| Total | 16.261.697,33 | 100% |

Objeto Social: tiene por objeto principal la contratación, administración e intermediación de toda clase de contratos de energía eléctrica.

Generadora de Occidente Ltda. cuenta con la central hidroeléctrica “El Canadá” con capacidad declarada de 45.829 MW.

• **Ente económico Tecnoguat S.A.**

Tecnoguat S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas; es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala, Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Tecnoguat S.A. fue constituida mediante escritura pública No. 160 autorizada el 14 de noviembre de 1986 por el Notario José María Marroquín Samayoa inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 13743, folio 141, libro 70 de Sociedades con fecha 18 de mayo de 1988.

La composición accionaria de Tecnoguat S.A. a corte de 31 de diciembre de 2022 es:

| Accionistas | No. de Acciones | % de Participación |
|---------------------------|------------------------|---------------------------|
| Enel Colombia S.A. E.S.P. | 23.211.000 | 75.0000 % |
| Inversiones J.B. Ltda. | 7.737.000 | 25.0000 % |
| Total | 30.948.000 | 100% |

Objeto Social: Tecnoguat S.A. tendrá por objeto únicamente la producción y generación de energía eléctrica y podrá llevar a cabo todos los actos que coadyuven y contribuyan a la realización de es único objeto social, permitiéndosele celebrar todos los actos y contratos que permitan la realización de este fin.

Tecnoguat S.A. cuenta con las centrales hidroeléctricas “Matanzas” y “San Isidro” con capacidad declarada de 13.042 MW y 3.421 MW, respectivamente.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

• **Ente económico Generadora Montecristo S.A.**

Generadora Montecristo S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas; es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala, Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Generadora Montecristo S.A., fue constituida mediante escritura pública No. 58 autorizada el 23 de junio del 2004 por el Notario Gerardo Anleu de León, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 59072, folio 715, libro 152 de Sociedades con fecha 8 de julio de 2004.

La composición accionaria de Generadora Montecristo S.A. a corte de 31 de diciembre de 2022 es:

| Accionistas | No. de Acciones | % de Participación |
|---------------------------|------------------------|---------------------------|
| Enel Colombia S.A. E.S.P. | 3.819.950 | 99.9987% |
| Enel Guatemala S.A. | 50 | 0.0013% |
| Total | 3.820.000 | 100% |

Objeto Social: Generadora Montecristo S.A. tiene por objeto principal diseñar, desarrollar, promover y producir otras plantas generadoras de energía eléctrica y generación de energía, y contratar la construcción, administración y mediación para cualquier clase de contrato de suministro de energía.

Generadora Montecristo S.A. cuenta con la central hidroeléctrica "Montecristo" con capacidad declarada 13.042 MW.

• **Ente económico Renovables de Guatemala S.A.**

Renovables de Guatemala S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas. La Compañía es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Renovables de Guatemala S.A., fue constituida mediante escritura pública No. 116 autorizada el 17 de octubre de 2008 por el Notaria María Gabriela Villanueva Guillén, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 79685, folio 349, libro 173 de Sociedades con fecha 17 de noviembre de 2008.

La composición accionaria de Renovables de Guatemala S.A. a corte de 31 de diciembre de 2022 es:

| Accionistas | No. de Acciones | % de Participación |
|---------------------------|------------------------|---------------------------|
| Enel Colombia S.A. E.S.P. | 1.924.465.500 | 99.9999% |
| Enel Guatemala S. A. | 100 | 0.0001% |
| Total | 1.924.465.600 | 100% |

Objeto Social: Renovables de Guatemala S.A., tiene por objeto principal diseñar, desarrollar, promover y producir otras plantas o proyectos generadores de energía eléctrica y generación de energía, y contratar el diseño, construcción, administración, operación y mediación para cualquier clase de contrato de compraventa o suministro de energía.

Renovables de Guatemala S.A., cuenta con la central hidroeléctrica "Palo Viejo" con capacidad declarada 88.192 MW.

• **Ente económico Transmisora de Energía Renovable S.A.**

Transmisora de Energía Renovable S.A., es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas. La Compañía es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala, Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Transmisora de Energía Renovable S.A., fue constituida mediante escritura pública No. 1 autorizada el 29 de enero de 2010 por la Notaria Kristine Margarita Klanderud González, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 86184, folio 854, libro 179 de Sociedades con fecha 1 de marzo de 2010.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

La composición accionaria de Transmisora de Energía Renovable S.A. a corte de 31 de diciembre de 2022 es:

| Accionistas | No. de Acciones | % de Participación |
|-----------------------------|------------------------|---------------------------|
| Enel Colombia S.A. E.S.P. | 233.556.800 | 99.9979% |
| Generadora Montecristo S.A. | 100 | 0.0004% |
| Enel Guatemala S.A. | 4.900 | 0.0017% |
| Total | 233.561.800 | 100% |

Objeto Social: Tiene por objeto principal diseñar, desarrollar, promover, construir y manejar proyectos de transmisión y transporte de energía eléctrica, pudiendo contratar el diseño, construcción, administración u operación.

Transmisora de Energía Renovable S.A. cuenta con el Proyecto "Subestación Uspantán, "Subestación Chixoy II y Línea de Transmisión Uspantán-Chixoy II".

Capacidad Instalada

El Grupo cuenta con 12 centrales de generación hidráulica, 2 térmicas y 1 parque solar, ubicadas en Colombia en los departamentos de Cundinamarca, Huila, Bolívar y Cesar. Adicionalmente, con 9 centrales de generación hidráulica y 9 solares, ubicadas en los países de Panamá, Guatemala y Costa Rica:

| Central | Tecnología | Capacidad Declarada [MW] | País |
|----------------|-------------------|---------------------------------|-------------|
| Guavio | Hidráulica | 1.250 | Colombia |
| Betania | Hidráulica | 540 | Colombia |
| El Quimbo | Hidráulica | 400 | Colombia |
| Guaca | Hidráulica | 324 | Colombia |
| Paraíso | Hidráulica | 276 | Colombia |
| Dario Valencia | Hidráulica | 150 | Colombia |
| Tequendama | Hidráulica | 57 | Colombia |
| Salto II | Hidráulica | 35 | Colombia |
| Charquito | Hidráulica | 19 | Colombia |
| Limonar | Hidráulica | 18 | Colombia |
| Laguneta | Hidráulica | 18 | Colombia |
| Menor Guavio | Hidráulica | 10 | Colombia |
| Termozipa | Térmica | 226 | Colombia |
| Cartagena | Térmica | 180 | Colombia |
| El Paso | Solar | 86 | Colombia |
| Fortuna | Hidráulica | 300 | Panamá |
| Esperanza | Solar | 26 | Panamá |
| Jaguito | Solar | 13 | Panamá |
| Chiriqui | Solar | 12 | Panamá |
| Sol Real | Solar | 11 | Panamá |
| Milton Solar | Solar | 10 | Panamá |
| Estrella Solar | Solar | 8 | Panamá |
| Sol De David | Solar | 8 | Panamá |
| Vista Alegre | Solar | 8 | Panamá |
| Caldera Solar | Solar | 5 | Panamá |
| Palo Viejo | Hidráulica | 87 | Guatemala |
| El Canadá | Hidráulica | 46 | Guatemala |
| Montecristo | Hidráulica | 13 | Guatemala |
| Matanzas | Hidráulica | 12 | Guatemala |
| San Isidro | Hidráulica | 3 | Guatemala |
| Chucas | Hidráulica | 50 | Costa Rica |
| Rio Volcán | Hidráulica | 17 | Costa Rica |
| Don Pedro | Hidráulica | 14 | Costa Rica |

1.2. Comercialización de Gas

Las ventas realizadas en el año 2022 fueron de 87.9 Mm3 lo que significó un aporte del 0,15% al margen variable de Enel Colombia S.A. E.S.P.

Para el 2022 el Grupo se mantiene activo en todos los procesos de compra y venta del mercado secundario a través de negociaciones de suministro y transporte intradiarias.

1.3. Contratos de colaboración empresarial

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Scotiabank Colpatria S.A. celebraron un acuerdo de colaboración empresarial Open Book con el objeto de proveer productos y servicios financieros a los usuarios del servicio público de energía en las categorías residenciales y comerciales, el cual está vigente desde el 1 de noviembre de 2019 y su fecha de terminación que será cuando se surtan todos los trámites para la constitución de una compañía de financiamiento "NewCo" y se transfiera la cartera a la nueva compañía; como se establece en el Acuerdo Marco de Inversión suscrito el 31 de octubre de 2019.

El 12 de febrero de 2021 ha quedado en firme la Resolución 0054 del 26 de enero de 2021 de la Superintendencia Financiera de Colombia, mediante la cual autorizó en asocio con Scotiabank Colpatria S.A. y otros accionistas, la constitución de Crédito Fácil Codensa S.A. Compañía de Financiamiento. La compañía fue registrada ante Cámara de Comercio de Bogotá el 31 de marzo de 2021, este trámite ha sido notificado a la Superintendencia Financiera de Colombia.

El 10 de diciembre de 2021, se realizó la primera capitalización correspondiente al 50% del aporte de capital total acordado entre las partes. Adicionalmente, se ha realizado la entrega de los certificados provisionales de las acciones y el registro en el libro de registro de acciones de la NewCo, y acreditación del aporte de capital inicial. De esta forma se logra el primer cierre establecido en la "Sección 3.03 Primer Cierre" del Acuerdo Marco de Inversión.

El 28 de enero de 2022, se realizó el segundo giro con el que se alcanza el 100% del aporte de capital acordado entre las partes (49% Enel Colombia S.A. E.S.P. y 51% Scotiabank Colpatria S.A.).

1.4. Fusión Emgesa S.A. E.S.P., Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. y Essa2 S.p.A. (Enel Panamá CAM, S.R.L., Enel Guatemala S.A., Enel Costa Rica CAM S.A.)

El 28 de julio de 2021 se celebró el compromiso de fusión mediante el cual la sociedad Emgesa S.A. E.S.P. absorbe a las sociedades Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. y ESSA2 S.p.A. (en adelante las sociedades absorbidas), el cual fue aprobado por las respectivas Asambleas Generales de Accionistas de cada una de las sociedades. Lo anterior con el fin de celebrar un nuevo acuerdo entre socios construido sobre la base de los siguientes objetivos: (i) Aumentar el beneficio de las Sociedades mediante la combinación de los activos de cada una de ellas. (ii) crear una sociedad más robusta que permita afrontar con mayor eficiencia y fortaleza la competencia en el sector de energía y de energías renovables no convencionales (iii) Tener una estructura societaria más clara y simple, a través de la cual los accionistas de las Sociedades Absorbidas serán accionistas directos de la Sociedad Absorbente como sociedad operativa, lo que a su vez podría generar eficiencias en costos y gastos administrativos, y un eventual fortalecimiento del negocio. Basados en las consideraciones expuestas se establecieron los siguientes acuerdos pactados en el compromiso de fusión:

- Que la Sociedad Absorbente y las Sociedades Absorbidas realizaron entre ellas un proceso de fusión, en virtud del cual la primera absorbió a las demás, las cuales se disolvieron sin liquidarse, pasando la totalidad de los activos y pasivos que integran sus patrimonios en bloque y sin solución de continuidad a la Sociedad Absorbente.
- Para efectos fiscales, la fusión no se considera como una enajenación entre las Compañías o sus accionistas y por tanto se entenderá como no gravada.

El 1 de octubre de 2021, se radicó ante la Superintendencia de Sociedades de Colombia la solicitud de autorización de la fusión por absorción entre Emgesa S.A. E.S.P., (como sociedad absorbente) y las sociedades absorbidas. "Una vez fue aprobada la fusión y perfeccionada la misma mediante escritura pública, las sociedades absorbidas se disolverán sin liquidarse y la sociedad absorberá sus bienes, derechos y obligaciones de conformidad con el Artículo 178 del Código de Comercio."

La operación anotada se realizó luego de haberse dado cumplimiento a la totalidad de los requisitos legalmente establecidos destacándose entre ellos: i) la aprobación por parte de las Asambleas de Accionistas de las compañías inmersas dentro del proceso y ii) la autorización de la fusión impartida por la Superintendencia de Sociedades mediante Resolución No. 325-002477 del 28 de febrero de 2022.

El 1 de marzo de 2022, mediante Escritura Pública No. 562 de la Notaría Once del Círculo de Bogotá, inscrita ante la Cámara de Comercio de Bogotá en la misma fecha, se perfeccionó la fusión por absorción entre Emgesa S.A. E.S.P. (quien a su vez cambió su razón social por Enel Colombia S.A. E.S.P.) y las sociedades absorbidas.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos)

Respecto a las sociedades absorbidas, es pertinente mencionar que Codensa SA E.S.P. era una sociedad anónima de carácter comercial, organizada como empresa de servicios públicos bajo las leyes colombianas. Codensa S.A. E.S.P. fue constituida mediante escritura pública No. 4610 de la Notaría 36 de Bogotá D.C. el 23 de octubre de 1997 y registrada ante la Cámara de Comercio en la misma fecha, mediante el No. 00607668, con aportes de los activos de distribución y comercialización del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. (antes Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.) con el 51,32% de las acciones y los aportes en efectivo de los demás inversionistas con el 48,48% de las acciones.

Enel Green Power S.A.S. E.S.P. era una sociedad por acciones simplificada de carácter comercial, organizada como empresa de servicios públicos bajo las leyes colombianas. La sociedad absorbida Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. fue constituida mediante documento privado de Accionista Único del 8 de febrero de 2012, inscrito ante la Cámara de Comercio el 14 de febrero de 2012 bajo el número 01607153 del libro IX, matrícula mercantil No. 02181926 como Enel Green Power Colombia S.A.S. y mediante Acta No. 22 del 3 de octubre de 2017 de Accionista Único, inscrito en la Cámara de Comercio de Bogotá el 22 de diciembre de 2017, con el No. 02287692 del Libro IX, la Compañía cambió su denominación o razón social a Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.

La sociedad absorbida Essa2 S.p.A. era una sociedad por acciones, constituida y existente de conformidad con las leyes de Chile, constituida mediante escritura pública del 2 de febrero de 2021, otorgada ante el Notario Público de Santiago don Iván Torrealba Acevedo, inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 12556 N° 5835 del 2021, y registrada bajo el Rol Único Tributario (RUT) 77.333.234-7.

Sociedades absorbidas por efecto de la fusión de Essa2 S.p.A.:

Enel Costa Rica CAM S.A. (antes Enel Green Power Costa Rica S.A.) es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes costarricenses como una empresa de servicios del sector eléctrico para fines comerciales, es de origen costarricense, tiene su domicilio y oficinas principales en San José, Escazú San Rafael, 200 metros al sur del Parqueo de Cinemark, Centro Comercial Multiplaza, Edificio Terraforte, Primer Piso, Local Uno Enel. El plazo social de la entidad jurídica es por 99 años, iniciando el 11 de septiembre de 1991, por lo que finaliza el 11 de septiembre del 2090. Esta duración se puede prorrogar por acuerdo de Asamblea de Accionistas.

Fue constituida mediante escritura pública No. Cinco-Siete ante los Notarios Juan Carlos Esquivel Favareto y Javier Enrique Castillo Castro, el 11 de septiembre de 1991, inscrita ante el Registro Público Mercantil el 11 de octubre de 1991 al tomo 682, folio 102, asiento 127, con la cédula de persona jurídica 3-101-120506.

Enel Costa Rica CAM S.A. tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

- P.H. Chucás S.A.
- P.H. Río Volcán S. A.
- P.H. Don Pedro S.A.
- Energía Global Operaciones S.R.L.

Enel Panamá CAM, S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá S.R.L.) fue constituida en 1998 y modificada a sociedad de responsabilidad limitada según Escritura Pública No. 11.856 inscrita el 17 de octubre de 2019.

Entre el 14 de abril de 2006 a febrero de 2007 las acciones de Enel Panamá CAM, S.R. L., (antes Enel Green Power Panamá S.R.L.) fueron adquiridas en su totalidad por Enel Investment Holding B.V. Actualmente y producto de cambios corporativos las acciones de Enel Panamá CAM, S.R.L. son poseídas en 99.97% por Essa2 S.p.A. (el día 1 de marzo de 2022, el nuevo socio es Enel Colombia S.A. E.S.P.).

La actividad principal de Enel Panamá CAM S.R.L. consiste en operar y desarrollar plantas de generación de energía hidroeléctrica, fotovoltaica y fuentes renovables. La capacidad total instalada es de 361.7 MW Dc más 65 MW Dc en construcción.

Enel Panamá CAM S.R.L. está conformada por diez (10) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá; opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y diez (10) plantas de generación fotovoltaicas; tres (3) de estas plantas de generación fotovoltaicas se encuentran en proceso de construcción al 31 de diciembre de 2022.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos)

Enel Panamá CAM S.R.L. tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

Enel Fortuna S.A.
Enel Renovable S.R.L. antes (Enel Solar S.R.L.)
Jaguito Solar 10MW S.A.
Progreso Solar 20MW S.A.
Generadora Solar Austral S.A.
Generadora Solar El Puerto S.A.
Generadora Solar Occidente S.A.
Llano Sanchez Solar Power One S.R.L.
Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L.
Generadora Solar Tolé S.R.L.

Enel Guatemala S.A. (antes Enel Green Power Guatemala S.A.) es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas, es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Diagonal 6, 10-65 zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre I, Nivel 8, oficina 801, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Enel Guatemala S.A. fue constituida mediante escritura pública No. 23 autorizada el 4 de noviembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Ibarquén, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42426, folio 55, libro 136 de Sociedades con fecha 15 de noviembre de 1999.

Enel Guatemala S.A. tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

- Transmisora de Energía Renovable S.A.
- Renovables de Guatemala S.A.
- Generadora Montecristo S.A.
- Tecnoguat S.A.
- Generadora de Occidente Ltda.

Las entidades involucradas en la fusión son subsidiarias de Enel Américas S.A., por lo anterior, esta operación es una reorganización de entidades bajo control común que se enmarca en la excepción establecida en el literal c del párrafo 2 de la NIIF 3 Combinaciones de negocios, es así, que no se configura como una combinación de negocios. Al respecto, la política de Enel manifiesta que:

“Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling of interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor en libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a “otras reservas”. La sociedad no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.”

Activos recibidos, pasivos asumidos y efecto en el patrimonio

De acuerdo con lo anterior, se reconocen los activos y pasivos al valor en libros.

A continuación, se resumen los montos reconocidos como activos, los pasivos asumidos y el efecto en el patrimonio derivado de la fusión, detallado para cada una de las sociedades absorbidas al 1 de marzo de 2022:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
 Notas a los Estados Financieros Consolidados
 (En miles de pesos)

| | Emgesa S.A. E.S.P. | Codensa S.A. E.S.P. | Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. | ESSA2 S.p.A. | Reclasificaciones y/o eliminaciones | Balance de apertura Enel Colombia |
|-------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------------------------|-------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|
| Activos | | | | | | |
| Activos corrientes: | | | | | | |
| Efectivo y equivalentes de efectivo, neto | \$ 392.396.667 | \$ 200.391.804 | \$ 179.221.651 | \$ 113.216 | \$ - | \$ 772.123.338 |
| Otros activos financieros, neto (a) | 10.506.473 | 6.342.611 | 7.671.317 | 97.766 | - | 24.618.167 |
| Otros activos no financieros, neto (b) | 55.243.696 | 48.322.585 | 47.182.916 | - | - | 150.749.197 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto (c) | 373.349.799 | 1.109.611.033 | 14.701.001 | 11.506 | 93.333 | 1.497.766.672 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, neto (d) | 6.658.053 | 122.556.572 | 1.143.933.447 | - | (25.983.819) | 1.247.164.253 |
| Inventarios, neto (e) | 94.740.615 | 237.599.687 | - | - | - | 332.340.302 |
| Activos mantenidos para la venta | - | 2.117.940 | - | - | - | 2.117.940 |
| Otros impuestos | - | - | 19.881 | - | - | 19.881 |
| Activos por impuestos de renta | 3.422.371 | - | 6.127.624 | - | - | 9.549.995 |
| Total activos corrientes | 936.317.674 | 1.726.942.232 | 1.398.857.837 | 222.488 | (25.890.486) | 4.036.449.745 |
| Activos no corrientes: | | | | | | |
| Otros activos financieros. Neto | 481.721 | 60.164.060 | - | - | - | 60.645.781 |
| Otros activos no financieros, neto | 29.238.730 | 82.884.242 | 4.278.219 | - | - | 116.401.191 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto | 14.726.492 | 62.072.741 | 1.694.355 | - | - | 78.493.588 |
| Inversiones en subsidiarias (f) | 9.439.165 | 74.604.258 | - | 2.609.371.941 | 1.148.699.667 | 3.842.115.031 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto (g) | 176.462.774 | 398.199.238 | 70.299.050 | - | - | 644.961.062 |
| Propiedades, planta y equipo, neto (h) | 8.151.688.098 | 6.750.569.352 | 1.495.490.140 | - | - | 16.397.747.590 |
| Activos por impuestos diferidos | - | 18.608.241 | 10.080.724 | - | - | 28.688.965 |
| Total activos no corrientes | 8.382.036.980 | 7.447.102.132 | 1.581.842.488 | 2.609.371.941 | 1.148.699.667 | 21.169.053.208 |
| Total activos | \$ 9.318.354.654 | \$ 9.174.044.364 | \$ 2.980.700.325 | \$ 2.609.594.429 | \$ 1.122.809.181 | \$ 25.205.502.953 |
| Pasivos y patrimonio | | | | | | |
| Pasivos corrientes: | | | | | | |
| Pasivos financieros (i) | 937.466.853 | 919.663.058 | 28.357.057 | - | - | 1.885.486.968 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar (j) | 220.521.512 | 962.320.085 | 121.182.880 | - | - | 1.304.024.477 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas (k) | 43.964.397 | 65.504.931 | 15.287.743 | 4.080 | (25.983.819) | 98.777.332 |
| Provisiones (l) | 76.141.979 | 43.183.626 | 3.305.290 | - | - | 122.630.895 |
| Impuestos por pagar | 294.378.791 | 70.962.382 | - | - | - | 365.341.173 |
| Provisiones por beneficios a los empleados | 39.448.983 | 59.898.525 | 2.863.730 | 39.149 | - | 102.250.387 |
| Otros pasivos no financieros | 147.872.298 | 84.465.271 | 10.612.560 | 1.592 | - | 242.951.721 |
| Total pasivos corrientes | 1.759.794.813 | 2.205.997.878 | 181.609.260 | 44.821 | (25.983.819) | 4.121.462.953 |
| Pasivos no corrientes: | | | | | | |
| Pasivos financieros | 1.513.801.672 | 3.261.374.623 | 47.723.854 | - | - | 4.822.900.149 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar | - | - | - | - | 2.647.389 | 2.647.389 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas | - | - | - | - | - | - |
| Provisiones | 249.309.459 | 37.506.531 | 15.091.091 | - | - | 301.907.081 |
| Provisiones por beneficios a los empleados | 75.291.656 | 249.362.872 | - | 17.080 | - | 324.671.608 |
| Impuestos diferidos, neto | 327.645.777 | - | - | - | - | 327.645.777 |
| Total pasivos no corrientes | 2.166.048.564 | 3.548.244.026 | 62.814.945 | 17.080 | 2.647.389 | 5.779.772.004 |
| Total pasivos | \$ 3.925.843.377 | \$ 5.754.241.904 | \$ 244.424.205 | \$ 61.901 | (23.336.430) | \$ 9.901.234.957 |
| Patrimonio | | | | | | |
| Capital emitido (m) | 655.222.313 | 13.487.545 | 31.263.213 | 2.473.245.049 | (2.517.995.807) | 655.222.313 |
| Costos de capital | - | - | (6.508.367) | - | - | (6.508.367) |
| Primas de emisión | 113.255.816 | 190.553.196 | 2.740.274.675 | - | (2.930.827.871) | 113.255.816 |
| Prima fusión | - | - | - | - | 5.448.823.679 | 5.448.823.679 |
| Reservas (n) | 542.975.682 | 216.405.346 | - | - | 1.146.052.278 | 1.905.433.306 |
| Otro resultado integral | (20.861.790) | (29.888.677) | 85.506.852 | 268.764.068 | - | 303.520.453 |
| Utilidad del período | 293.486.047 | 148.518.309 | (25.300.314) | (85.133) | (123.132.862) | 293.486.047 |
| Utilidades retenidas | 2.327.803.462 | 1.394.729.062 | (70.537.700) | - | 219.139.372 | 3.871.134.196 |
| Pérdidas retenidas | - | (37.859.235) | (17.578.668) | (132.391.456) | (95.913.177) | (283.742.536) |
| Utilidades retenidas por efecto de transición a NCIF | 1.480.629.747 | 1.787.707.665 | (843.572) | - | - | 3.267.493.840 |
| Efecto patrimonial combinación de negocios | - | (263.850.751) | - | - | - | (263.850.751) |
| Ganancias acumuladas | 4.101.919.256 | 3.029.245.050 | (114.260.254) | (132.476.589) | 93.333 | 6.884.520.796 |
| Patrimonio total | 5.392.511.277 | 3.419.802.460 | 2.736.276.119 | 2.609.532.528 | 1.146.145.612 | 15.304.267.996 |
| Patrimonio Atribuible a los propietarios de la Controladora | - | - | - | - | - | 15.304.267.996 |
| Participaciones no controladoras | - | - | - | - | - | - |
| Total pasivos y patrimonio | \$ 9.318.354.654 | \$ 9.174.044.364 | \$ 2.980.700.324 | \$ 2.609.594.429 | \$ 1.122.809.182 | \$ 25.205.502.953 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

| | Balance de apertura Enel Colombia | Filiales Colombia (incluido eliminaciones) | Enel Colombia consolidado (i) | Panamá (ii) | Guatemala (iii) | Costa Rica (iv) | Eliminación inversión Enel Colombia | Tota Balance de apertura Enel Colombia Consolidado |
|-------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| Activos | | | | | | | | |
| Activos corrientes: | | | | | | | | |
| Efectivo y equivalentes de efectivo, neto | \$ 772.123.338 | \$ 7.853.937 | \$ 779.977.275 | \$ 792.973.442 | \$ 30.534.589 | \$ 24.771.974 | - | \$ 1.628.257.280 |
| Otros activos financieros, neto | 24.618.167 | 317.149.966 | 341.768.133 | 946.274 | - | - | - | 342.714.407 |
| Otros activos no financieros, neto | 150.749.197 | 2.791.347 | 153.540.544 | 8.416.181 | 76.982.258 | 2.123.483 | - | 241.062.466 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto | 1.497.766.672 | 119.617 | 1.497.886.289 | 163.521.017 | 32.308.447 | 20.412.660 | - | 1.714.128.413 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, neto | 1.247.164.253 | (106.149.481) | 1.141.014.772 | - | 333.011.391 | 3.555.255 | - | 1.477.581.418 |
| Inventarios, neto | 332.340.302 | - | 332.340.302 | 5.877.803 | 19.385.338 | 1.636.418 | - | 359.239.861 |
| Activos mantenidos para la venta | 2.117.940 | - | 2.117.940 | - | - | - | - | 2.117.940 |
| Otros impuestos | 19.881 | - | 19.881 | - | - | - | - | 19.881 |
| Activos por impuestos de renta | 9.549.995 | 50.390 | 9.600.385 | 1.745.155 | - | 5.066.813 | - | 16.412.353 |
| Total activos corrientes | 4.036.449.745 | 221.815.776 | 4.258.265.521 | 973.479.872 | 492.222.023 | 57.566.603 | - | 5.781.534.019 |
| Activos no corrientes: | | | | | | | | |
| Otros activos financieros. Neto | 60.645.781 | 1.000 | 60.646.781 | 48.921.978 | 90.158.036 | 425.793.351 | - | 625.520.146 |
| Otros activos no financieros, neto | 116.401.191 | 7.489.432 | 123.890.623 | - | 13.665 | 157.468 | - | 124.061.756 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto | 78.493.588 | - | 78.493.588 | - | - | - | - | 78.493.588 |
| Inversiones en subsidiarias | 3.842.115.031 | - | 3.842.115.031 | 4.527.369 | - | - | (3.736.302.688) | 110.339.712 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto | 644.961.062 | 62.076.194 | 707.037.256 | 117.621.449 | 56.643.050 | 196.171.582 | - | 1.077.473.337 |
| Propiedades, planta y equipo, neto | 16.397.747.590 | 91.497 | 16.397.839.087 | 1.723.167.943 | 1.502.282.012 | 115.850.849 | - | 19.739.139.891 |
| Activos por impuestos diferidos | 28.688.965 | 2.175 | 28.691.140 | 6.889.099 | - | 59.602.654 | - | 95.182.893 |
| Total activos no corrientes | 21.169.053.208 | 69.660.298 | 21.238.713.506 | 1.901.127.838 | 1.649.096.763 | 797.575.904 | (3.736.302.688) | 21.850.211.323 |
| Total activos | \$ 25.205.502.953 | \$ 291.476.074 | \$ 25.496.979.026 | \$ 2.874.607.710 | \$ 2.141.318.786 | \$ 855.142.507 | (3.736.302.688) | \$ 27.631.745.342 |
| Pasivos y patrimonio | | | | | | | | |
| Pasivos corrientes: | | | | | | | | |
| Pasivos financieros | 1.885.486.968 | 4.361.649 | 1.889.848.617 | 2.206.846 | 238.261 | - | - | 1.892.293.724 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar | 1.304.024.477 | 131.574.842 | 1.435.599.319 | 95.923.567 | 27.120.061 | 14.146.588 | - | 1.572.789.535 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas | 98.777.332 | 717 | 98.778.049 | 211.941.336 | 2.405.315 | 184.238.092 | - | 497.362.792 |
| Provisiones | 122.630.895 | - | 122.630.895 | - | - | - | - | 122.630.895 |
| Impuestos por pagar | 365.341.173 | 1.197.684 | 366.538.857 | 59.862.672 | 617.633 | 396.329 | - | 427.415.491 |
| Provisiones por beneficios a los empleados | 102.250.387 | 46.056 | 102.296.443 | 576.507 | 826.690 | 204.375 | - | 103.904.015 |
| Otros pasivos no financieros | 242.951.721 | 139.843 | 243.091.564 | 80.126 | 1.261.745 | 116.763 | - | 244.550.198 |
| Total pasivos corrientes | 4.121.462.953 | 137.320.791 | 4.258.783.744 | 370.591.054 | 32.469.705 | 199.102.147 | - | 4.860.946.650 |
| Pasivos no corrientes: | | | | | | | | |
| Pasivos financieros | 4.822.900.149 | 50.200.911 | 4.873.101.060 | 20.814.801 | 22.014.651 | 32 | - | 4.915.930.544 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar | 2.647.389 | - | 2.647.389 | - | - | - | (2.647.389) | - |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas | - | - | - | 131.779.073 | 27.159.446 | 209.896.399 | - | 368.834.918 |
| Provisiones | 301.907.081 | 1.753.361 | 303.660.442 | 29.257.136 | - | - | - | 332.917.578 |
| Provisiones por beneficios a los empleados | 324.671.608 | - | 324.671.608 | 1.291.254 | - | - | - | 325.962.862 |
| Otros pasivos no financieros | - | 14.494.843 | 14.494.843 | - | - | - | - | 14.494.843 |
| Impuestos diferidos, neto | 327.645.777 | - | 327.645.777 | 131.323.923 | - | 87.983.345 | - | 546.953.045 |
| Total pasivos no corrientes | 5.779.772.004 | 66.449.115 | 5.846.221.119 | 314.466.187 | 49.174.097 | 297.879.776 | (2.647.389) | 6.505.093.790 |
| Total pasivos | \$ 9.901.234.957 | \$ 203.769.906 | \$ 10.105.004.863 | \$ 685.057.241 | \$ 81.643.802 | \$ 496.981.923 | (2.647.389) | \$ 11.366.040.440 |
| Patrimonio | | | | | | | | |
| Capital emitido | 655.222.313 | (12.680.727) | 642.541.586 | 937.320.591 | 1.100.550.552 | 703.156.329 | (2.728.346.745) | 655.222.313 |
| Costos de capital | (6.508.367) | - | (6.508.367) | - | - | - | - | (6.508.367) |
| Primas de emisión | 113.255.816 | 72.453.232 | 185.709.048 | - | - | - | (72.453.232) | 113.255.816 |
| Prima fusión | 5.448.823.679 | - | 5.448.823.679 | - | - | - | - | 5.448.823.679 |
| Reservas | 1.905.433.306 | 38.230 | 1.905.471.536 | 178.570.769 | 70.127.215 | 278 | (248.736.492) | 1.905.433.306 |
| Otro resultado integral | 303.520.453 | - | 303.520.453 | - | - | - | - | 303.520.453 |
| Utilidad del periodo | 293.486.047 | - | 293.486.047 | - | - | - | - | 293.486.047 |
| Utilidades retenidas | 3.871.134.196 | 28.899.909 | 3.900.034.104 | 1.073.659.109 | 888.997.217 | (344.996.023) | (1.646.560.212) | 3.871.134.196 |
| Pérdidas retenidas | (283.742.536) | (1.004.476) | (284.747.012) | - | - | - | 1.004.476 | (283.742.536) |
| Utilidades retenidas por efecto de transición a NCF | 3.267.493.840 | - | 3.267.493.840 | - | - | - | - | 3.267.493.840 |
| Efecto patrimonial combinación de negocios | (263.850.751) | - | (263.850.751) | - | - | - | - | (263.850.751) |
| Ganancias acumuladas | 6.884.520.796 | 27.895.433 | 6.912.416.229 | 1.073.659.109 | 888.997.217 | (344.996.023) | (1.645.555.736) | 6.884.520.796 |
| Patrimonio total | 15.304.267.996 | 87.706.168 | 15.391.974.164 | 2.189.550.469 | 2.059.674.984 | 358.160.584 | (4.695.092.205) | 15.304.267.996 |
| Patrimonio Atribuible a los propietarios de la Controladora | 15.304.267.996 | - | 15.391.973.241 | 1.271.645.724 | 2.042.634.042 | 356.947.803 | (4.695.092.205) | 15.304.267.996 |
| Participaciones no controladoras | - | - | 923 | 917.904.745 | 17.040.942 | 1.212.781 | 961.436.906 | 961.436.906 |
| Total pasivos y patrimonio | \$ 25.205.502.953 | \$ 291.476.074 | \$ 25.496.979.026 | \$ 2.874.607.710 | \$ 2.141.318.786 | \$ 855.142.507 | (3.736.302.688) | \$ 27.631.745.342 |

- (a) Los otros activos financieros corresponden principalmente a: (i) instrumentos derivados de cobertura proyecto COSENIT, fideicomisos de los proyectos FAER y ZOMAC, embargos y aporte a capital de la sociedad Crédito Fácil Codensa S.A. Compañía de Financiamiento, Instrumentos derivados de cobertura para obras en curso, certificados de depósito y garantías para contrato de arrendamiento; (ii) cuenta por cobrar en DPT por concepto de intereses y fondo de cesantías.
- (b) Los otros activos no financieros corresponden principalmente a: (i) anticipos a XM para transacciones en bolsa y transacciones internacionales de energía, anticipos para compra de bienes y servicios de otros acreedores, gastos pagados por anticipado por concepto de contribución a la Superintendencia de Servicios Públicos, descuento tributario IVA de Activos Fijos Reales Productivos – AFR, beneficios a empleados por préstamos, depósito en garantía a XM para respaldo de transacciones de energía y descuento tributario IVA de Activos Fijos Reales Productivos – AFRP; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por pólizas de seguros.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

- (c) Las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corresponden principalmente a: (i) cartera de clientes del mercado regulado, cartera de alumbrado público, cartera de infraestructura, trabajos a particulares y cartera de esquemas regulatorios, cartera por venta de energía y acuerdos tripartitos por cobrar a proveedores y saldos a favor por retenciones; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por cuentas por cobrar a clientes por ventas de energía, facturas por emitir, otras cuentas por cobrar y anticipos otorgados a colaboradores.
- (d) Las cuentas por cobrar a entidades relacionadas corresponden principalmente a: cuenta por cobrar por el pago de proveedores de Fontibón Z.E. S.A.S. de acuerdo con el contrato de mandato suscrito entre las partes, cuenta por cobrar por contrato de construcción de las obras civiles y eléctricas requeridas para la adecuación de la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme II, cuenta por cobrar de acciones suscritas y prima en colocación de acciones; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por préstamos para construcción de plantas solares en Centro América. Incluye el ajuste por eliminación de las cuentas por cobrar y por pagar entre las entidades fusionadas.
- (e) Los inventarios corresponden a: (i) materiales eléctricos y accesorios de energía, materiales no eléctricos y transformadores; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por materiales, repuestos y accesorios eléctricos.
- (f) Las inversiones en subsidiarias corresponden principalmente a: (i) inversiones en Bogotá ZE S.A.S., Colombia ZE S.A.S. y Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (antes Inversora Codensa S.A.S.), inversiones en las sociedades centro americanas (Panamá, Costa Rica y Guatemala) y el ajuste a método de participación patrimonial (ver nota 12 numerales 1, 2 y 3). En las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestas por la plusvalía reconocida por diversas combinaciones de negocios realizadas por Enel Green Power S.p.A., en el pasado y originadas en Enel Solar S.R.L., Enel Panamá CAM, S.A., (antes Enel Green Power Panamá S.A.), Jaguito Solar 10MW S.A., y Progreso Solar 20 MW S.A.
- (g) Los activos intangibles distintos de la plusvalía corresponden principalmente a: (i) derechos y servidumbres y programas informáticos, costos de desarrollo asociados a los proyectos de energías solares y eólicas. (ii) contrato de concesión para generación de energía hidroeléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí; (iii) costos incrementales de obtener un contrato y (iv) contrato de PPA para la construcción, operación y traslado de la planta (BOT) hasta septiembre 2031.
- (h) Las propiedades, planta y equipos corresponden principalmente a: subestaciones, líneas y redes de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución y edificios, terrenos y otras instalaciones, plantas solares y fotovoltaicas y edificios de control; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestas por plantas de energía, líneas y redes de distribución, adquisición de terrenos, edificaciones y otras instalaciones.
- (i) Los pasivos financieros corresponden principalmente a: colocación de bonos a corto y largo plazo, préstamos bancarios, garantías bancarias para cumplimiento de obligaciones y arrendamientos financieros, derivados con cobertura de flujos de efectivo con valoración pasiva y arrendamientos financieros bajo NIIF 16; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por arrendamientos financieros de terrenos, edificios y vehículos reconocidos bajo NIIF 16.
- (j) Las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corresponden principalmente a: cuentas por pagar a proveedores por compras de energía, cuentas por pagar por bienes y servicios, recaudo a favor de terceros y saldos a favor de clientes, cuentas por pagar por bienes y servicios relacionados con los proyectos en construcción; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por el estimado de compras de energía, depósitos en garantía recibido de clientes de energía, reserva para prestaciones laborales y reservas de gastos operativos.
- (k) Las cuentas por pagar a entidades relacionadas corresponden principalmente a: cuentas por pagar por servicios informáticos, garantías bancarias, otros servicios y servicios de personal, en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por préstamos para financiación de construcción de plantas solares.
- Incluye el ajuste por eliminación de las cuentas por cobrar y por pagar entre las entidades fusionadas.
- (l) Las provisiones por beneficios a los empleados corresponden principalmente a: prestaciones sociales y aportes de ley, cálculo actuarial de las pensiones y beneficios post empleo, beneficios por productividad y beneficios de empleados personal expatriado e impatriado. En el marco de la fusión se decidió mantener el capital emitido y la prima de emisión de acciones de Emgesa S.A. E.S.P. como sociedad absorbente, en el caso de las sociedades absorbidas estos rubros se reflejan en la prima por fusión.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos)

(m) En el marco de la fusión se decidió mantener el capital emitido y la prima de emisión de acciones de Emgesa S.A. E.S.P. como sociedad absorbente, en el caso de las sociedades absorbidas estos rubros se reflejan en la prima por fusión.

(n) Las reservas de la sociedad absorbente y las sociedades absorbidas se mantienen y se adiciona el ajuste por homologación de política de valoración de inversiones al método de participación patrimonial.

El efecto patrimonial por combinación de negocios es el resultado de la fusión efectuada en 2016 entre Codensa S.A. E.S.P. y la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

Para la consolidación de las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica se efectuó la eliminación de la inversión en Enel Colombia S.A. E.S.P. y la participación no controladora respectiva.

El siguiente es el resumen del efecto de los estados financieros de las sociedades absorbidas en la fusión:

| | Emgesa S.A. E.S.P. | Estados financieros recibidos de la fusión: | Ajustes y/o eliminaciones | Efecto de la fusión | Balance de apertura Enel Colombia | Filiales Colombia (con eliminaciones) | Colombia | Panamá | Guatemala | Costa Rica | Eliminación inversión Enel Colombia | Efecto de la fusión Colombia consolidado |
|---------------------------------------------------|-------------------------|---------------------------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------------------|------------------------------------------|
| Activos | \$ 9.318.354.654 | \$ 14.764.339.117 | \$ 1.122.809.182 | \$ 15.887.148.299 | \$ 25.205.502.953 | \$ 291.476.073 | 25.496.979.026 | 2.874.607.710 | 2.141.318.786 | 855.142.507 | (3.736.302.688) | 31.368.048.029 |
| Pasivos | 3.925.843.377 | 5.998.728.010 | (23.336.430) | 5.975.391.580 | 9.901.234.957 | 203.769.906 | 10.105.004.863 | 685.057.241 | 81.643.802 | 496.981.923 | (2.647.389) | 11.368.687.829 |
| Participaciones no controladoras | - | - | - | - | - | - | 923 | 917.904.745 | 17.040.942 | 1.212.781 | 961.436.906 | 4.695.092.205 |
| Efecto de la fusión en el patrimonio, neto | \$ 5.392.511.277 | \$ 8.765.611.107 | \$ 1.146.145.612 | \$ 9.911.756.719 | \$ 15.304.267.996 | \$ 87.706.167 | \$ 15.391.973.240 | \$ 1.271.645.724 | \$ 2.042.634.042 | \$ 356.947.803 | \$ (4.695.092.205) | \$ 15.304.267.995 |

Se presenta un efecto en conversión, asociado a la tasa histórica (1 de marzo 2022 fecha en la que se aprueba la fusión), en la que se convierte el patrimonio de las filiales extranjeras a moneda local y la tasa de cierre/media en la que se convierten el Estado de Situación Financiera Consolidado y el Estado de Resultados de las filiales extranjeras.

Al 31 de diciembre de 2022 el efecto en conversión fue de \$4.572.900.265.

1.5. Marco legal y regulatorio

Estrategia y Gestión Regulatoria

La estrategia y gestión regulatoria liderada por la Gerencia de Regulación, Relacionamiento Institucional y Medio Ambiente, tiene como principal objetivo definir, representar y promover la posición de la empresa en temas regulatorios del sector y ambientales ante gremios e Instituciones colombianas, panameñas, costarricenses y guatemaltecas, tanto a nivel nacional como local.

Desde la gerencia se gestionan institucional y regulatoriamente, diferentes iniciativas que le aportan al cumplimiento de los objetivos del Grupo y al propio desarrollo y evolución de los mercados, éstas son soportadas y presentadas a las entidades respectivas ya sea directamente o a través de gremios en donde nos encontramos inscritos, de manera que puedan ser consideradas en el desarrollo de los ajustes regulatorios y normativos.

En particular y de forma complementaria, se realiza el seguimiento y control de las novedades regulatorias y normativas que son expedidas por las diferentes Autoridades encargadas de definir la política, la regulación, la vigilancia y control a nivel nacional, regional y local, socializando, identificando y gestionando los potenciales impactos con las líneas de negocio.

En cuanto a los procesos de consulta pública, se llevan a cabo los análisis de impacto normativo en coordinación con las líneas de negocio y se gestionan los comentarios frente a las propuestas normativas, de manera que se defina la estrategia local óptima, mediante la gestión de las relaciones con los actores reguladores (autoridades y organismos vinculados) en el País, socializando los impactos y realizando propuestas que contribuyan al desarrollo del sector y de la Organización.

En igual sentido, y considerando la información que es publicada y/o socializada por parte de las entidades de Gobierno, se revisan, analizan, comparten y difunden las Agendas Regulatorias e institucionales para que sean comentadas dentro de las condiciones establecidas en la participación pública de cada autoridad, de manera que sean tenidas en cuenta dentro del desarrollo de las unidades de negocio.

Marco regulatorio Colombia

Energía Eléctrica

En el año de 1994 se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia. La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea un ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Existe libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía (MME), que a través de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y controlar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

Las transacciones de energía del sector eléctrico se fundamentan en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales y/o Subasta de Contratación de Largo Plazo - SCLP. Adicionalmente, los agentes del sector pueden transar energía a través de un mercado de corto plazo denominado bolsa de energía, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

Además, para promover la expansión del sistema, así como garantizar la disponibilidad de la oferta de Energía, se cuenta con dos mecanismos: i) las subastas de Obligación de Energía Firme (OEF) del esquema de "Cargo por Confiablez" y ii) las subastas de contratos de largo plazo como fomento a las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER).

En el caso de las OEF, están reguladas a través de distintas resoluciones de la CREG que determinan si las subastas se efectúan sobre plantas existentes o proyectos futuros, como por ejemplo la CREG 101-017 de 2022, que da la opción de participar a las plantas generadoras en base a gas natural, la CREG 101-004 de 2022, que estableció la oportunidad en que se asignarán las OEF del Cargo por Confiablez a quienes representen plantas existentes para los períodos comprendidos entre diciembre 1 de 2023 a noviembre 30 de 2024, y diciembre 1 de 2024 a noviembre 30 de 2025, y la CREG 133 de 2021 que propone definir un esquema competitivo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes, la cual aún está en discusión.

En el caso de las subastas de contratos de largo plazo de FNCER, se encuentran respaldados por la promulgación de la Ley 1715 de 2014, el Decreto 2469 de 2014, y la Ley 1955 de 2019. Esta última, en su artículo 296, establece la obligatoriedad de los agentes comercializadores de adquirir un porcentaje mínimo de este tipo de energía (entre el 8 y el 10%). La legislación vigente se modernizó mediante la Ley 2099 de 2021, que establece el marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde entre otros se establecen los beneficios tributarios que se establecen como incentivos.

La actividad de generación está compuesta por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía al mercado de energía mayorista (MEM), al precio resultante de procesos de libre concurrencia en el caso del cobro aplicado a los usuarios regulados, o a grandes clientes denominados clientes libres mediante contratos bilaterales.

Las empresas de transmisión que operan redes iguales o mayores 220 kW constituyen el Sistema Nacional de Transmisión (SNT). Deben dar acceso a terceros en igualdad de condiciones y reciben un ingreso regulado por sus servicios. Los ingresos de transmisión incluyen un cargo de conexión que cubre el costo de instalación y un cargo por uso.

Los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con remuneración regulada por la CREG y soportada en criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio. Cualquier cliente puede acceder a la red de distribución pagando un cargo de conexión y/o un cargo de uso.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP) además de otras actualizaciones periódicas previstas en la regulación.

Dentro de las remuneraciones que reciben los distribuidores se encuentra la remuneración de las inversiones efectuadas que están debidamente aprobadas por el regulador, en el caso la actividad de Distribución de Enel Colombia el último plan de inversión fue aprobado por la Resolución CREG 068 de junio de 2021.

En diciembre de 2021, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, expidió la resolución CREG 215 de 2021 por la cual se modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018, la cual será de 12,09% a partir del año 2022.

En febrero de 2022, la CREG publicó la Resolución 101 002 de 2022, que permite incluir las compras que realicen los comercializadores en los mecanismos autorizados como resultado de la aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018, para la atención de demanda regulada. En el mismo mes la Comisión publicó la Resolución CREG 101 004, estableciendo la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para plantas existentes para los períodos 2023-2024, y 2024-2025.

En marzo de 2022, la CREG publicó la resolución 101 001 de 2022 de Implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada. La resolución publicada tiene carácter definitivo y se basa en los borradores de regulación emitidos previamente por la CREG, en particular basado en la resolución CREG 219 de 2020 incorporando además el contenido del artículo 56 de la Ley 2099 de 2021 y manteniendo la implementación de AMI bajo la responsabilidad del OR, la propuesta de la constitución del Gestor de Datos-GIDI; además, indica al OR presentar un plan de implementación de AMI basado en un análisis del Beneficio/Costo, incorpora lineamientos generales de empoderamiento al usuario, asigna hasta el 15% del costo base de comercialización al proyecto AMI, sin incluir los medidores y se plantean las fases de desarrollo, incluyendo usuarios existentes y nuevos usuario. Esta resolución será revisada por la CREG con el fin de incorporar la sentencia C-186/22 del 1° de junio, mediante la cual la Corte Constitucional declara inexecutable el artículo 56 de la Ley 2099 de 2021, que no permitía trasladar a los usuarios, los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes.

Durante abril de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó y puso en marcha la hoja de ruta de Energía Eólica Costa Afuera, como producto de un trabajo entre el Ministerio y el Banco Mundial. Dentro de la puesta en marcha se indicó que el país cuenta con un potencial desarrollable de 50 GW, en 12.200 km² de áreas identificadas en costas de Atlántico, Bolívar, Magdalena y Guajira a partir de lo cual se plantearon como metas 1 GW instalados en 2030, 3 GW al año 2040, y de 9 GW al año 2050, con un estimado de USD 27 billones de inversiones requeridas, también a partir de noviembre de 2021 y a través de la CREG 148 de 2021 se han reglamentado la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

En marzo de 2022 el Departamento Nacional de Planeación publicó el documento CONPES 4075, "Política de Transición Energética", cuyo objetivo general es el de plantear el diseño e implementación de estrategias intersectoriales que mejoren la confiabilidad en el abastecimiento energético y que fomenten la transición energética impulsando un crecimiento sostenible, eficiente, tecnológico, ambiental y social.

En agosto de 2022, la CREG publicó la Resolución CREG 101-020 de 2022, estableciendo para el Mercado de Energía Mayorista un nuevo mecanismo de contratación tanto para atender la demanda del mercado regulado como la del no regulado presentado por Derivex S.A. E.S.P., y la Cámara de Riesgo Central de Contraparte donde pueden participar generadores y comercializadores a través de comisionista de bolsa.

En agosto de 2022, Mediante la Resolución CREG 101 018 de 2022 la Comisión de Energía y Gas – CREG creó el Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista, SIMEM, con el objeto de contar con un sistema centralizado de información del comportamiento de variables del mercado de energía mayorista, que permita unificar y publicar la información relevante para la toma de decisiones entre participantes del mercado y terceros interesados.

En el mismo mes, a través de la Resolución 101-024 de 2022, la CREG definió los procedimientos, y adoptó otras disposiciones para la realización de las subastas del cargo por confiabilidad que se lleven a cabo a partir de la entrada en vigencia de la norma, así como las obligaciones de los participantes de estas subastas. La medida también estableció disposiciones adicionales para los responsables de asignaciones de obligaciones de energía firme.

Cabe destacar también la Resolución 101-025 de 2022, mediante la cual la CREG modificó la Resolución 075 de 2021, estableciendo medidas que flexibilizan la norma previa en lo referente a la modificación de la Fecha de Puesta en Operación (FPO) por causales propias de los agentes, cuando los proyectos cuentan con un considerable nivel de avance (superior al 60% de avance).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Merece también la pena mencionar a la Resolución CREG 143 de 2021, publicada en el mes de agosto de 2022. Esta resolución, si bien al cierre de 2022 era una propuesta normativa, reviste importancia dado que, a través de esta, la Comisión establece las bases para la próxima modernización del Mercado de Energía Mayorista.

En agosto de 2022, mediante la Resolución No. 40283 de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó los lineamientos para incentivar y aumentar la incorporación de los recursos energéticos distribuidos en el sistema eléctrico colombiano. Los recursos energéticos distribuidos están relacionados con los mecanismos de respuesta de la demanda, vehículos eléctricos, la generación distribuida, los sistemas de almacenamiento y la autogeneración.

En septiembre de 2022, producto de una controversia nacional originada en las altas tarifas de energía que vienen pagando los usuarios en el país, y que se ha dado también en el Congreso de la República con múltiples debates de control político a todas las entidades del sector, la CREG emitió las Resoluciones CREG 101-027, 101-028, 101-029 y 101-031, las cuales contienen medidas que buscan: (i) mitigar el alto impacto que tienen los indexadores inflacionarios sobre las componentes de transmisión y distribución de energía de la tarifa, (ii) establecer una optimización en los costos de arranque y parada en plantas térmicas, en aras de reducir costos de restricciones, (iii) abrir un mecanismo voluntario para que los comercializadores que atiendan usuarios finales, los comercializadores y los generadores desarrollen negociaciones para renegociar los precios, tiempos e indexadores de los contratos bilaterales de energía eléctrica, y (iv) establecer un mecanismo para permitir a los comercializadores diferir los pagos que deben realizar en el mercado mayorista y a los transmisores y los operadores de red.

En el mes de octubre, el Ministerio de Minas y Energía publicó el Plan de Inversiones para Colombia bajo el Programa de Integración de Energía Renovable de los Fondos de Inversión Climática (CIF-REI), el cual tiene por objetivo apoyar la transición energética justa del país. El presupuesto CIF-REI para Colombia será de hasta US\$70 millones en cofinanciamiento, que se espera movilice aproximadamente US\$230 millones provenientes de bancos multilaterales de desarrollo, bancos nacionales de desarrollo (Bancóldex y FDN), mercados de financiamiento de carbono y los sectores público y privado, proporcionando financiamiento en condiciones favorables y asistencia técnica no reembolsable.

En noviembre de 2022, mediante la Resolución CREG 105 003 se designó al doctor José Fernando Prada Ríos para que ejerza las funciones de director ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

Durante el mismo mes, el Ministerio de Minas y Energía publicó el documento “Dialogo Social para definir la hoja de ruta de la transición energética justa en Colombia”. Dicho documento estableció la metodología para desarrollar la discusión a partir de la cual surgirá la nueva hoja de ruta de la transición energética que planteará el Gobierno Nacional. El documento planteó un periodo de 24 semanas para desarrollar dicho diálogo.

En diciembre de 2022, la Comisión de Regulación de Comunicaciones (CRC) dio a conocer su documento de Agenda Regulatoria para el periodo 2023–2024, el cual contiene 26 iniciativas (entre proyectos regulatorios, actividades y estudios), que se enmarcan en cinco pilares estratégicos: (i) Bienestar y derechos de los usuarios y las audiencias, (ii) Mercados y competencia, (iii) Innovación y mejora regulatoria, (iv) Gestión de grupos de valor y (v) Fortalecimiento institucional.

En diciembre de 2022, a través de la Resolución CREG 101 032 de 2022, la CREG estableció los criterios y condiciones para la realización de las verificaciones de la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local.

En diciembre de 2022, la Comisión publicó en definitiva la Resolución CREG 101 035 DE 2022 que modifica la CREG 101 010 de 2022, que tiene que ver con el cronograma de asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 1 de que trata la Resolución CREG 075 de 2021, en específico lo relacionado sobre el pronunciamiento de la UPME de la posición asignada a cada proyecto en las filas 1 y 2, y sobre los conceptos de conexión para dichos proyectos, pasando del 30 de diciembre de 2022 al 28 de febrero del 2023. Así mismo amplía el plazo de la implementación de la ventanilla única hasta el 30 de junio de 2023 (antes 31 de diciembre de 2022).

En diciembre de 2022, mediante la Circular CREG 123 de 2022 la Comisión puso en conocimiento de los usuarios y prestadores de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y combustibles líquidos, las instituciones relacionadas con estos sectores y demás interesados, la Agenda Regulatoria Indicativa para la vigencia 2023. Se destacan los siguientes temas en Energía Eléctrica: i) Revisión reglas de asignación de OEF a plantas existentes (Proyecto de resolución 133 de 2021) ii) Revisión precio de bolsa (Resolución definitiva de la propuesta aprobada para consulta, proyecto 701 025) iii) Estudio: Nuevos modelos de comercialización (Comunidades energéticas, productor marginal, P2P, recursos energéticos distribuidos, responsabilidades) vi) Armonización regulatoria interconexión Colombia Panamá Reglamentos Decisión CAN 816. En Gas Natural: i) Límites usuarios no regulados ii) Comercialización de los servicios de regasificación y en Transversal:

i) Indexador: Continuación del trabajo que se ha venido realizando con el Banco de la República y el DANE para la definición de un indexador que refleje las especificidades de los sectores regulados por la CREG. Por su parte, destacamos además la expedición definitiva de la Medición inteligente AMI para el primer semestre de 2023 y las bases para la metodología de la actividad de distribución como la nueva metodología de remuneración de la actividad de comercialización, ambas para el primer semestre de 2023.

En diciembre de 2022, la UPME publicó la agenda regulatoria con la lista de proyectos normativos de carácter general que expedirá durante el año 2023, de los cuales se destacan i) Declaratoria de proyecto urgente en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión Regional (STR) ii) Determinación de las áreas de influencia de los operadores de red (OR, exclusivamente para lo relacionado con la vinculación de usuarios aislados a su mercado y se definen los criterios para la inclusión y conceptualización de proyectos con redes logísticas en los planes de expansión de cobertura de los operadores de red – PECOR presentados ante la UPME y iii) Se establecen las tarifas a cobrar por la prestación de servicios de planeación y asesoría para la emisión de conceptos sobre conexiones en el SIN por parte de la UPME.

En diciembre de 2022 se expide la reforma tributaria, mediante la Ley 2277 de 2022, generando una sobretasa de 3pp para los años 2023 a 2026 a las hidroeléctricas.

El Gobierno Nacional actualmente adelanta las discusiones para preparar el próximo Plan Nacional de Desarrollo, que por Ley debe ser presentado para aprobación del Congreso durante el mes de febrero de 2023. Este Plan es la hoja de ruta del Gobierno para los próximos 4 años. Hasta el momento se han presentado las bases de lo que será ese documento, e incluyen aspectos relacionados con el fortalecimiento de la Transición Energética.

Aspectos Ambientales

En materia ambiental, la Ley 99 de 1993 da estructura y lineamientos a la política ambiental en Colombia reuniendo los elementos de la Declaración de Río, creando el Ministerio de Ambiente, creando 16 Corporaciones Autónomas Regionales, reestructurando las 18 existentes, modificó la legislación en materia de licencias ambientales, tasas retributivas, tasas por uso del agua, destinación de recursos financieros para la gestión ambiental, y sanciones por infracción de las normas ambientales.

Por último, estableció el Sistema Nacional Ambiental –SINA, que es el conjunto de, normas, recursos, programas e instituciones que permiten la ejecución de los principios generales ambientales contenidos en la Ley.

De igual forma, mediante el Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015, se realiza la compilación de las normas ambientales expedidas por el Gobierno Nacional, específicamente, todos los decretos reglamentarios vigentes que desarrollan las leyes en materia ambiental y cuyo propósito es evitar la dispersión normativa. El contenido se divide en tres secciones (libros):

1. Estructura del sector ambiental,
2. Régimen reglamentario del sector ambiente y
3. Disposiciones finales.

En la sección (libro) 2 se desarrolla la reglamentación para el uso, manejo y gestión de los recursos naturales, así como instrumentos financieros, económicos y tributarios y régimen sancionatorio.

Mediante la Ley 1819 de 2016 de reforma tributaria, se introduce la reducción en el impuesto a la renta para el impulso a las Fuentes No Convencionales de Energía y exclusión del IVA en equipos, tecnologías y servicios que ofrezcan un beneficio ambiental; así como también el impuesto al carbono a todos los combustibles fósiles usados con fines energéticos y define las pautas para la no causación del impuesto a los usuarios que certifiquen ser carbono neutro, que posteriormente es reglamentado mediante el Decreto 926 de 2017.

Con base en lo establecido en el Artículo 174 de la Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo) y el Artículo 130 del Decreto 2106 del 22 de noviembre de 2019, los interesados en acceder a los incentivos tributarios establecidos en la Ley 1715 de 2014, asociados a IVA y deducción especial de renta y complementarios, para inversiones en proyectos de Fuentes no Convencionales de Energía Renovable – FNCER, y Gestión Eficiente de la Energía – GEE; ya no requieren obtener la certificación ambiental expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), debido a que solo se requiere la certificación que expide la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para acceder a los incentivos mencionados.

Así mismo, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS, publicó el 11 de agosto de 2016, la Resolución 1312, la cual adopta los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA), requerido para el trámite

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental, así como la Resolución 1670 del 15 de agosto de 2017 mediante la cual adoptó los términos de referencia para la elaboración del EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de energía solar fotovoltaica.

Entendiendo los ajustes normales que se tiene en el desarrollo de los proyectos eléctricos, el MADS expidió la Resolución 0859 de 2022, en la cual se establece el listado de cambios menores o ajustes normales en los proyectos de presas, represas, trasvases o embalses y en proyectos de sector de energía eléctrica, que cuenten con licencia ambiental.

Teniendo en cuenta el actual vacío regulatorio que se tiene en materia de manejo de sedimentos, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, publicó los Lineamientos generales para el Manejo de sedimentos a nivel de cuenca hidrográfica en el marco de la Gestión Integral del Recurso Hídrico.

Adicionalmente, este Ministerio mediante Decreto 2462 del 28 de diciembre de 2018 establece que solo requerirán de Diagnóstico Ambiental de Alternativas – (DAA), los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa que provienen de biomasa para generación de energía con capacidad instalada superior a 10 MW, excluyendo las fuentes de energía solar, eólica, geotérmica y mareomotriz.

Mediante la Ley 2099 del 10 julio 2021, se estableció que el MADS determinará los parámetros ambientales que deberán cumplir los proyectos desarrollados con energía geotérmica, además prioriza el licenciamiento ambiental y sus modificaciones a proyectos con fecha de entrada en operación inferior a 2 años y, establece que no requerirán DAA los activos de conexión al SIN, de aquellos proyectos de generación de energía eléctrica que decidan compartir dichos activos de conexión en los términos definidos por la regulación expedida por la CREG. Finalmente establece que se crea el Sello de Producción Limpia: asignado a todos aquellos que utilicen únicamente fuentes no convencionales de energías renovables como fuentes de energía en los procesos de producción y que inviertan en mejorar su eficiencia energética, a reglamentarse por el MME. En este sentido, el Ministerio de Ambiente mediante Resolución 1060 de 2021 establece los Términos de Referencia para la elaboración del EIA para el trámite de licencia ambiental de proyectos de uso de biomasa para la generación de energía.

Por su parte, la UPME a través de la Resolución 703 de 2018 establece el procedimiento y los requisitos para obtener la certificación que avala los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014.

El Ministerio de Minas y Energía, expidió el Decreto 421 del 22 de abril de 2021 “Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, en lo relacionado con las transferencias del sector eléctrico con destino a los municipios y distritos beneficiarios de los proyectos FNCER. Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS, expidió el Decreto 644 del 16 de junio de 2021 relacionado con la financiación y destinación de recursos para la gestión integral de los páramos en Colombia a través de las transferencias del sector eléctrico donde para las centrales hidro, cuya destinación era del 6% (3% para municipios y 3% para corporaciones), ha establecido que el 3% de corporaciones deberá repartirse entre corporaciones y Parques Nacionales Naturales en la jurisdicción del proyecto.

En este sentido, el MME expidió los Decretos 1302 y 1475 de 2022, en los cuales se reglamentan las Transferencias del Sector Eléctrico con destino a Comunidades Indígenas y a Comunidades Negras, Afrocolombianas, Raizales y Palenquera.

La Ley 2169, denominada ley de Acción Climática, impulsa el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática para los sectores, dando carácter Legal a la NDC2020 (Contribución nacionalmente determinada del 2020) la cual busca implementar estrategias a corto, mediano y largo plazo para conservar y proteger los recursos naturales del país, llegar a la carbono neutralidad así como reducir las emisiones de GEI.

Plantea que en el 2030 culminen acciones que permitan llegar a cero la deforestación, disminuir las emisiones de carbono negro en un 40%, refrendar la meta de disminuir en un 51% las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y/o alcanzar la carbono-neutralidad para 2050.

Para el año 2022 desde el gobierno nacional se continuó con la construcción del marco regulatorio de cambio climático, y mediante la Resolución 0019 de 2022 se realiza el ajuste de las tarifas del Impuesto Nacional a la Gasolina y el ACPM y del Impuesto al Carbono. De igual manera, mediante la Resolución 172 de 2022 se crea la Comisión Intersectorial del Gabinete Presidencial para la Acción Climática.

Finalmente, el presidente de la República sancionó la Ley 2273 de 2022 por la cual se aprueba el acuerdo regional sobre acceso a la información, participación pública y el acceso a la justicia en asuntos ambientales en América Latina y el Caribe adoptado en Escazú, Costa Rica.

Gas Natural

La regulación en el sector del gas natural se encamina en el cumplimiento de los objetivos definidos en la Ley 142 de 1994: i) garantizar la calidad del servicio para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, ii) la ampliación permanente de la cobertura, iii) la prestación continua e ininterrumpida del servicio, iv) la prestación eficiente, v) la libertad de competencia y la no utilización abusiva de posición dominante.

A partir de la expedición del Decreto 2100 de 2011, se ha expedido una regulación orientada especialmente a asegurar y garantizar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad del servicio en el sector de gas natural. En este sentido, se han definido instrumentos regulatorios con el fin de incentivar las importaciones y el aumento de la producción de gas, estandarización de modalidades contractuales con el objeto de asegurar la atención de la demanda esencial en firme, definición de mecanismos de negociación que promuevan la competencia y la fijación de precios eficientes, y la creación y consolidación de un gestor de mercado con el fin disponer de manera oportuna de información operativa y comercial del sector.

Lo anterior se materializa por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG con la expedición de la Resolución 089 de 2013, mediante la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural. Así mismo, y según estudios efectuados por la CREG, y dada la concentración del mercado de gas natural, esta resolución es necesaria para promover la competencia entre quienes participan en dicho mercado, diseñando mecanismos que propendan por una mayor transparencia y liquidez del mercado, y la identificación de la necesidad de promover un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas.

Por otra parte, y de acuerdo con el análisis, seguimiento de las transacciones y resultado de las negociaciones del mercado de gas natural, en agosto de 2017 la CREG mediante la Resolución 114 ajustó algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y compiló la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

La CREG continuando con su evaluación y propendiendo por ajustes al mercado de gas natural, y como resultado del proceso de consulta, análisis y comentarios de los agentes, publicó el 20 de febrero de 2019 la Resolución 021 de 2019, por la cual se modifica la Resolución 114 de 2017 donde se resaltan los principales ajustes: flexibiliza la duración, la fecha de inicio y la fecha de terminación de los contratos firmes bilaterales del mercado secundario; incorpora un contrato con interrupciones para negociar de manera bilateral en el mercado secundario; incorporar el contrato de transporte con firmeza condicionada en el mercado secundario; flexibilizar la fecha de inicio de contratos de largo plazo negociados bilateralmente en el mercado primario; incorporar los contratos de suministro con firmeza condicionada y opción de compra de gas en el mercado primario de suministro de gas.

Por otra parte, la Comisión ha expedido la Resolución 068 de 2020, a través de la cual se establece información transaccional adicional a ser declarada por los participantes en el mercado mayorista de gas natural prevista en el Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, entre ellas a) Moneda de pago pactada en los contratos y b) Tasa de cambio pactada en el contrato para efectos de la conversión de dólares a pesos colombianos para la liquidación y facturación.

A través de la Resolución CREG 135 del 03 de julio de 2020, la Comisión oficializa la selección de la Bolsa Mercantil de Colombia como el Gestor del Mercado de Gas natural, por un período de cinco (5) años que iniciarán su vigencia el día seis (6) de enero de 2021.

El Ministerio de Minas y Energía durante el mes de octubre del año 2020, publica la Resolución 40304, por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y se adoptan otras disposiciones. Las obras que allí se consideran relevantes y que se incluyen son: Planta de Regasificación del Pacífico, gasoducto entre Yumbo y Buenaventura, 3 obras de infraestructura de Transporte con bidireccionalidades, interconexión de los mercados de la Costa Atlántica y el centro del país y 2 refuerzos para el Valle de Cauca y Tolima Grande.

En el mes de noviembre se publica por parte de la Comisión la Resolución 185 de 2020, por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural. Esta norma, refleja mayor transparencia en los mecanismos de asignación, agiliza asignaciones de capacidad de transporte cuando las solicitudes superan la capacidad disponible del sistema, fija mecanismos para asignar la capacidad de proyectos del plan

de abastecimiento, permite mejorar los procesos úselo o véndalo de largo y corto plazo para capacidad de transporte e incentiva la asignación eficiente de capacidad de transporte entre los participantes del mercado de gas.

En ese mismo mes se publica la Resolución CREG 186 de 2020, por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista (primario y secundario) de gas natural. Esta norma compila las modificaciones realizadas hasta la fecha sobre la Resolución CREG 114 de 2017 (Resoluciones CREG 140 y 153 de 2017, 008 de 2018 y 021 de 2019).

En el mes de diciembre de 2020 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, pública la Resolución 20201000057975 por la cual se define la asimilación de nuevas actividades a la cadena de prestación del servicio de gas combustible, se establecen los criterios de reporte de información para estos agentes y se dictan otras disposiciones. Sus efectos serán los establecidos en el artículo 17 de la Ley 1955 de 2019, para el desarrollo de las funciones de inspección, vigilancia y control, y para el cumplimiento de la regulación. Asimila la actividad de Regasificación, a la actividad de Transporte, actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas combustible, y asimila la actividad de Comercialización de Gas Importado, a la actividad de comercialización, actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas combustible.

En enero de 2021 se publica la Resolución CREG 001, mediante la cual se regula el mecanismo de asignación de la capacidad de transporte de gas natural cuando en el mercado primario se presente en un trimestre estándar congestión contractual, conforme a lo previsto en la Resolución CREG 185 de 2020.

El 31 de mayo de 2021, el MME expide la Resolución 00014 mediante la cual publica la información correspondiente a la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2021-2030, certificada por los Productores y Productores – Comercializadores de gas natural, analizada, ajustada y consolidada por el Ministerio de Minas y Energía a través del Sistema para la Captura y Consolidación de la Declaración de Producción de Gas Natural – SDG. Aspectos destacados:

- Pronósticos de producción de gas natural declarados respecto de 184 campos.
- Producción Total Disponible para la Venta – PTDV declarada respecto de 85 campos (46% de los campos que presentaron la Declaración de Producción). De éstos, 21 se encuentra en Costa y 64 se encuentran en el interior.
- Declaración de 50 Gbtud como Cantidades Importadas Disponibles para la Venta – CIDV por parte de Calamarí LNG.

El 4 de agosto de 2021 es promulgada la Ley 2128 “Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país”. Esta nueva Ley tiene por objeto incentivar el abastecimiento de gas combustible en el país y ampliar su utilización, con el fin de generar impactos positivos en el medio ambiente, en la calidad de vida y la salud de la población, además el acceso al servicio público, según lo establecido en la Ley 1955 de 2019.

El 30 de agosto de 2021 el MME a través de la Resolución 40286, estableció condiciones mediante las cuales el Ministerio pueda autorizar el desistimiento de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural ejecutados mediante procesos de selección, si se presentan situaciones que tengan origen en eventos irresistibles e imprevisibles, ajenos al control del adjudicatario que impiden la ejecución de los proyectos, que sean debidamente verificables.

En el mes de septiembre, la CREG publicó las Resoluciones 127 y 128; mediante las cuales hace ajustes a algunos de los aspectos contenidos, tanto en la Resolución CREG 107 de 2017, como en la Resolución CREG 152 de 2017, de acuerdo con las características de los proyectos incluidos por el Ministerio de Minas y Energía en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, y la introducción de mecanismos que incentiven el cumplimiento de las fechas anticipadas de entrada en operación.

El 7 octubre de 2021, la UPME Publica la Resolución No. 000330 de 2021, en la misma se hace la definición de 6 proyectos IPAT como parte del Plan de Abastecimiento de Gas Natural susceptibles de ser ejecutados en primera instancia por el transportador incumbente, se definieron los proyectos:

- 1 Capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday.
- 2 Bidireccionalidad Barranca – Ballena.
- 3 Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena.
- 4 Interconexión Barranquilla – Ballena con Ballena – Barrancabermeja.
- 5 Ampliación capacidad de transporte ramal Jamundí – Valle del Cauca.
- 6 Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita.

La UPME publica el 22 de octubre de 2021 la Circular Externa No. 059 DE 2021, con esta circular se dio el cierre del proceso para la Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME GN No. 01-2020 (Planta de Regasificación del Pacífico).

El 22 de noviembre de 2021 la CREG publicó la Resolución CREG 175 de 2021, por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.

El Ministerio de Minas y Energía publicó entre el 21 de octubre de 2021 al 28 de diciembre de 2021, tres resoluciones: Resolución 00763, Resolución 01124, Resolución 01446 de 2021, las cuales generan modificaciones en la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2021 – 2030, cambiando las PC (Producción Comprometida) y PTDV (Producción Total Disponibles para la Venta) para los campos: Bullerengue, Chuchupa, Ballena, Nutria, Llanito, Provincia, Bonanza, Corazón, Corazón West, La Cira Infantas, La Salina, Lisama, Pauto Sur, Payoa, Providencia, Tesoro y Yariguí-Cantagallo.

El 28 de enero de 2022 se publica la resolución CREG 227 de 2021, la cual corresponde a la Fórmula Tarifaria General de Comercialización de Gas Natural en donde se fijan disposiciones en torno a los precios y cantidades trasladables a la Demanda Esencial Regulada, se define sustituciones, eliminaciones e inclusiones dentro de la fórmula tarifaria y se definen lineamientos en torno a la contratación en el mercado primario y secundario de los agentes que atienden Demanda Esencial (Decreto 2100 de 2011).

En febrero de 2022 se publican las Resoluciones CREG 702-001 de 2022 y 102 001: Ajustes a la resolución 175 de 2021, las cuales modifican fechas de entrega de información por parte de los transportadores dentro del proceso de solicitud de cargos a partir de la aplicación de la Resolución 175 de 2021.

El 28 de marzo de 2022 se publica por parte del Ministerio de Minas y Energía la Resolución 0354 de 2022, en la misma se generan modificaciones en la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2021 – 2030, cambiando las PC (Producción Comprometida) y PTDV (Producción Total Disponibles para la Venta) para los campos: Bullerengue, Chuchupa, Ballena, Nutria, Llanito, Provincia, Bonanza, Corazón, Corazón West, La Cira Infantas, La Salina, Lisama, Pauto Sur, Payoa, Providencia, Tesoro y Yariguí-Cantagallo.

Finalmente el 29 de marzo de 2022 se publica la Resolución CREG 226 de 2021, la cual corresponde a una modificación de la resolución 186 de 2020, resolución que consolidaba el reglamento de Comercialización Mayorista en Suministro de Gas Natural, en la resolución CREG 226 de 2021 se adicionan a este reglamento de comercialización temas concernientes a la priorización del abastecimiento en torno a la atención de la Demanda Esencial con la fijación del mecanismo “MADE” (Mecanismo de Aseguramiento Demanda Esencial), se modifica la asignación de la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) en el mercado primario, se hacen modificaciones a los contratos disponibles, se definen nuevas tareas para el Gestor del Mercado de Gas y se condiciona la comercialización de los contratos interrumpibles en el mercado primario y secundario.

En el mes de agosto de 2022, la CREG publicó la Resolución 102 009 de 2022, mediante la cual se establecieron procedimientos particulares que deben aplicarse en la ejecución mediante procesos de selección de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 de 2017.

Marco regulatorio Centroamérica: Costa Rica, Guatemala, Panamá.

Costa Rica

La actividad de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad están catalogadas de acuerdo con la Ley 7593 del 2008 como servicios públicos, por lo cual la participación de los distintos actores en este sector está fuertemente concentrada en el Estado. Existen ocho empresas distribuidoras de energía eléctrica, de las cuales dos pertenecen al Estado y concentran tres cuartas partes de la demanda, dos son empresas municipales y las restantes cuatro son cooperativas. La participación de entes privados distintos de las cooperativas se da únicamente a nivel de generación y está regulada en las leyes números 7200 del 2015 y 7508 de 1995.

El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el encargado de elaborar y coordinar la política pública y los programas relacionados a los sectores ambiental y energía, y en particular del sector eléctrico que se encuentran a cargo de la Secretaría de Planificación Subsectorial de Energía (SEPSE). La SEPSE es la encargada de formular y promover la planificación energética integral, mediante políticas y acciones estratégicas que garanticen el suministro oportuno y de calidad de la energía, contribuyendo al desarrollo sostenible del país. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) es la responsable de regular y fiscalizar la calidad y el precio de los servicios públicos de electricidad (Ley N°7593). La Ley N°7593 le otorgó a la ARESEP, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es una empresa estatal que brinda servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es el mayor generador del país y funciona como comprador único de la energía generada por los generadores privados bajo la ley N°7200 y N°7508. Según su ley de creación (Ley N°449 del 8 de abril de 1949) es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, razón por la cual el ICE posee la mayor capacidad de las plantas generadoras del país, principalmente de carácter hídrico. El Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) es una dependencia del ICE, encargada de hacer el despacho de generación para la satisfacción de la demanda nacional. Las empresas generadoras al amparo de las Leyes 7200, 7508 y 8345, y las empresas distribuidoras con generación propia, están en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria, de sus plantas de generación con una capacidad instalada igual o superior que 5 MW.

La empresa estatal ICE, es el mayor generador del país y único comprador de la energía. A la fecha únicamente las cooperativas de electrificación rural y las empresas municipales pueden vender la energía que generen directamente a los clientes de su área de concesión, según la Ley N.°8345.

La Ley N°7200 autoriza la generación privada en Costa Rica, mediante centrales de hasta 20 MW de capacidad instalada y de fuente hidroeléctrica y no convencionales; además, la ley establece que el conjunto de proyectos no debe exceder el 15% de la potencia total de las centrales eléctricas que integran el Sistema Eléctrico Nacional, y como mínimo el 35% del capital social de toda empresa que quiera generar electricidad para vender al ICE, debe ser propiedad de ciudadanos costarricenses.

Por otra parte, a través de la Ley N°7508 se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley N°7200. En este régimen de BOT (Building, Operation and Transfer), y el proceso de contratación se hace mediante el sistema de licitación pública. El ICE puede comprar de estas centrales hasta un 15% adicional al autorizado por la Ley N°7200, para totalizar un 30% de la capacidad instalada nacional. El proceso de negociación de contratos de compra-venta de energía con generadores privados, se realiza por medio del Proceso Estrategias de Inversión del Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE) del ICE. El ICE como único comprador de energía eléctrica y fijador de precios, por lo cual no existe un mercado spot ni clientes libres.

Dado el esquema estatal del ICE como único comprador de energía eléctrica y fijador de precios en Costa Rica, no existen para los generadores públicos o privados de Costa Rica conceptos como el mercado spot o clientes libres.

El sistema de transporte de electricidad cumple con todas las características de un monopolio natural. La expansión del sistema la realiza el ICE, en concordancia con los programas de expansión de las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad. La transmisión de energía eléctrica es responsabilidad de la Unidad Estratégica de Negocios Producción Electricidad (UEN PE) del ICE.

La red de transporte de electricidad de Costa Rica está compuesta por subestaciones, líneas, transformadores y equipo de compensación de potencia reactiva. La misma opera a dos niveles de tensión principales, siendo el más importante el de 230 kV por su ubicación, permitiendo el transporte de grandes bloques de energía desde la zona norte y desde el Atlántico. El nivel de 138 kV se ubica principalmente en la zona central que forma un anillo central.

El papel del distribuidor como intermediario en la energía es de vendedor único en su zona de atención y el costo de compra de la energía al Sistema de Generación es trasladado directamente a las tarifas del Sistema de Distribución. A partir del 2013 se aplica una metodología para reconocer trimestralmente el impacto de los combustibles en las tarifas, previo ajuste de la tarifa de generación para no duplicar dicho impacto.

Adicionalmente, la Ley 10086 2021, Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables, tiene como objeto establecer las condiciones necesarias para promover y regular las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables.

Así mismo, se cuenta con la Ley 9518 de 2018, incentivos y promoción para el transporte eléctrico, la cual tiene por objeto crear el marco normativo para regular la promoción del transporte eléctrico en el país y fortalecer las políticas públicas para incentivar su uso dentro del sector público y en la ciudadanía en general. Esta Ley fue modificada durante el 2022 por la Ley 10209, cambiando algunos de los incentivos a los vehículos eléctricos.

El 29 de marzo del 2022 se dictaminó afirmativamente en la Comisión de Gobierno y Administración de la Asamblea el proyecto de Ley No. 22561: Ley para la autorización a los generadores de electricidad para la venta de excedentes de energía en el mercado eléctrico regional, este proyecto de ley busca habilitar a los generadores de electricidad para ser agentes en el Mercado Eléctrico Regional para que puedan vender energía, ya que actualmente el Instituto Costarricense de Electricidad

es el único agente autorizado para vender energía por parte de Costa Rica. Ahora el proyecto deberá seguir su trámite de aprobación y ser aprobado por el Plenario Legislativo en dos debates.

El Ministerio de Ambiente y Energía publicó el 29 de septiembre de 2022 el Reglamentó el capítulo III de la ley N°9518, Ley de incentivos y promoción para el transporte eléctrico, (modificada por la Asamblea Legislativa a través de la Ley N°10209, sobre incentivos al transporte verde). Esta norma del MINAE reglamenta la aplicación de incentivos fiscales temporales para vehículos eléctricos y sus insumos; así como; una exoneración temporal del impuesto a la propiedad de vehículos eléctricos.

En el mes de octubre de 2022, en sesión del Consejo de Gobierno, fue presentado un Proyecto de Ley para la armonización del sistema eléctrico nacional. Se destacan los siguientes aspectos: (i) Aprovecha al máximo las fortalezas del sistema eléctrico costarricense, (ii) existiría una priorización del uso de excedentes a nivel doméstico, antes de usarlo en el mercado eléctrico regional (MER), (iii) enfoque integrado busca la optimización del sistema nacional y podría bajar el costo medio de la electricidad, (iv) este proyecto está alineado con la descarbonización de la economía y permitirá fortalecer la electrificación del transporte, y (v) favorece el acceso y beneficios del MER.

Guatemala

El funcionamiento del mercado eléctrico se realiza a través de instituciones públicas y privadas. A nivel público se encuentra el Ministerio de Energía y Minas (MEM) que tiene como principal función el dictar la Política Energética, Planes de Expansión de la Generación y la Transmisión, aplicar la Ley General de Electricidad (LGE); entre otros. El regulador es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y tiene como funciones hacer cumplir la ley e imponer sanciones, velar por el cumplimiento de adjudicatarios y concesionarios, proteger a los usuarios, definir tarifas reguladas, dirimir controversias, emitir normas técnicas; entre otras.

El operador del sistema y administrador del mercado funciona como una empresa privada sin fines de lucro denominada Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el cual tiene como funciones administrar y coordinar el mercado mayorista mediante el cumplimiento del reglamento del AMM y sus normativas. El mercado mayorista está conformado por los generadores, transportistas, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y grandes usuarios.

El mercado eléctrico de Guatemala funciona como un libre mercado desde 1996, donde fueron separadas las actividades de la industria eléctrica, por lo que se abrió a la libre competencia la generación y la comercialización de energía. La transmisión y la distribución funcionan como actividades reguladas donde participan empresas privadas y públicas para prestar el servicio, otorgadas mediante licitación pública.

Físicamente el sistema eléctrico está conformado por el sistema eléctrico nacional (SEN), el cual está integrado por el sistema nacional interconectado (SNI) y algunos sistemas aislados.

Los generadores podrán efectuar ventas directas a Comercializadoras o Grandes Usuarios, los que están definidos como aquellos que superan una demanda de 100 kW, los cuales tendrán la posibilidad de ser clientes libres fijando las tarifas libremente entre las partes. La otra fuente de venta de energía es al mercado mayorista en cuyo caso se rigen por las normas del administrador del mercado mayorista.

En el mercado mayorista, se transan dos productos; 1. Potencia que se liquida de forma mensual y 2. Energía que se liquida de forma horaria.

El sistema de transporte está conformado por el sistema principal y el sistema secundario. El sistema principal incluye el sistema nacional interconectado troncal, la interconexión Guatemala – El Salvador y la interconexión Guatemala – México, y actualmente con América Central (SIEPAC); el sistema secundario está conformado por la infraestructura eléctrica utilizado por los generadores para el suministro de energía al sistema principal, y el que va del sistema principal a los centros de distribución. La red de transporte opera básicamente en cuatro niveles de voltaje: 400 kW, 230 kW, 138 kW y 69 kW.

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución (líneas, subestaciones y redes de distribución) que opera en tensiones menores de 34.5 kW. La operación de las principales componentes del sistema de distribución es coordinada por el AMM y ejecutada por los distribuidores.

El valor agregado de distribución (VAD) es la remuneración que reciben las empresas que realizan la actividad de distribución final de electricidad, por permitir el uso de sus instalaciones de distribución, las que comprende, entre otros: redes de distribución de media y baja tensión, transformadores, acometidas, sistemas de medición; así como todos los costos de administración, comercialización y de operación y mantenimiento de dichas instalaciones. De esta forma, el VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución eficiente de referencia.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Actualmente, la Comisión Nacional De Energía Eléctrica – CNEE de Guatemala publicó a consulta de los interesados una modificación a la norma técnica de conexión, la cual se enmarca en los siguientes conceptos i) Revisión y actualización del proceso de verificación del diseño que actualmente realiza la CNEE. ii) Actualizar aspectos del proceso para establecer la propuesta de conexión y uso – PCU y el contrato de conexión y iii) Integrar al proceso de aceptación el proceso de fijación del peaje y actualizar los requisitos para la puesta en servicio de nuevas instalaciones.

El 29 de marzo del 2022 se aprobó por parte del Congreso de la República la Ley de fortalecimiento al aporte social de la tarifa eléctrica para ampliar el rango de tarifa social. Con esta Ley se amplía el rango para que aplique a usuarios de consumos de hasta 100 kW mes (anteriormente aplicaba hasta 88 kW). Esta ley aplicará durante todo el año 2022.

El 18 de julio de 2022 el Ministerio de Energía y Minas publica el acuerdo ministerial N°180-2022, mediante el cual se califica al hidrogeno verde como un recurso energético renovable, incluyéndolo en esta clasificación, y por lo tanto quedando cubierto por la Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable. Esto permitirá a los nuevos proyectos de hidrógeno verde gozar de beneficios de exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo; igualmente estos proyectos también podrán estar exentos por 10 años del pago del impuesto sobre la renta y el IEMA.

El 29 de agosto de 2022 se publica la Ley de incentivos para la movilidad eléctrica, mediante el Decreto 40-2022. Esta ley tiene como objetivo principal facilitar y promover la importación, compraventa y uso de vehículos eléctricos, híbridos, de hidrógeno y sistemas de transporte eléctrico en Guatemala, buscando contribuir a la diversificación de la matriz energética y a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero con lo cual el país muestra un claro compromiso para cuidar el medio ambiente. La Ley también declara de interés público la promoción y uso de vehículos eléctricos, de hidrógeno y sistemas de transporte eléctrico, para promover la inversión en la infraestructura y producción de energía eléctrica, la eficiencia en el transporte público y privado, la diversificación de la matriz energética y la descarbonización del parque vehicular.

En el mes de noviembre de 2022 el Ministerio de Energía y Minas publicó el acuerdo gubernativo 295-2022 reglamento a la Ley de incentivos de movilidad eléctrica, que tiene por objeto el de normar los procedimientos necesarios para la aplicación de la Ley relativos a la solicitud, análisis, validación, clasificación y aprobación de los incentivos fiscales para vehículos eléctricos, repuestos de vehículos eléctricos, motor y batería. Adicionalmente los incentivos para cargador, equipos y materiales para centros de carga en los periodos de pre-inversión y ejecución conforme a la Ley.

Panamá

Los distintos actores del sistema eléctrico panameño conforman el sistema interconectado nacional (SIN).

La Ley 6 de febrero de 1997 y sus modificaciones, establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. La Ley establece que las actividades de transmisión, distribución, comercialización y generación de energía eléctrica son reguladas. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) es la entidad encargada de regular, fiscalizar y asegurar la excelencia en la prestación de los servicios públicos, garantizando tanto las empresas reguladas como a los clientes y/o usuarios finales, el cumplimiento de la normativa legal vigente, respetando sus derechos y haciendo efectivo el correcto cumplimiento de sus obligaciones.

En Panamá, la regulación establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), es la entidad gubernamental, que funge en calidad de gestor de compras, el cual tiene la responsabilidad de realizar en el mercado de contratos, la contratación de la potencia y energía para los clientes finales de las empresas de distribución. Las empresas distribuidoras deben estar contratadas al 100% con dos años de anticipación y gradualmente se establece porcentajes mínimos de contratación.

El transporte de energía eléctrica en alta tensión desde el punto de entrega de los generadores hasta el punto de recepción por la empresa distribuidora o gran cliente lo realiza ETESA, y quien coordina las operaciones y las transacciones que se dan entre los participantes del mercado mayorista de electricidad, es el Centro Nacional de Despacho (CND), una dependencia de ETESA.

Los participantes productores, conformados por los generadores, autogeneradores y cogeneradores ubicados en la República de Panamá; los distribuidores cuando venden excedentes de generación propia a terceros tienen diversas opciones para participar en el mercado Panameño; i) Ventas de energía y potencia al mercado de corto plazo o spot cuyo precio es definido por CND, ii) Ventas por mercado de contratos y iii) Ventas a mercados de contratos de clientes libres aquellos que tengan una demanda superior a 100 kW.

Para el fomento de pequeñas plantas de generación utilizando fuentes nuevas, renovables y limpias, se han establecido incentivos en la Ley, que propone varios beneficios como lo son la exoneración del cargo por distribución y transmisión, exoneración de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes; así como, del impuesto de transferencia de bienes muebles y prestación de servicios, para la construcción, operación y mantenimiento de centrales de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 kW de capacidad instalada.

El servicio de distribución comprende las actividades de transporte de la energía por las redes de distribución, la entrega de la energía a los clientes finales y la comercialización a los clientes. La distribución es una actividad monopólica, por lo tanto, es regulada.

Las ventas de electricidad a clientes finales son retribuidas por medio de tarifas reguladas. Estas tarifas cubren los costos en que incurre cada empresa de distribución, para prestar el servicio a cada categoría de cliente, de acuerdo con las características propias de su consumo de energía.

En octubre de 2019, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de gabinete N°103 con la estrategia de movilidad eléctrica (ENME), la cual propone medidas en cuatro áreas fundamentales –gobernanza, normativa, sectores estratégicos y educación; así como; la creación de un marco legal que desincentive el uso de los vehículos de combustión fósil y estimule la introducción en el mercado de los vehículos eléctricos para el transporte privado y público (selectivo o masivo). Las metas al 2030 de la estrategia que incluyen: 10-20% de los vehículos privados, 25-40% de los vehículos privados vendidos, 15-35% de los autobuses y del 25-50% de los vehículos de flotas públicas; serán de tipo eléctrico.

En noviembre de 2020, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de gabinete N°93 con los lineamientos estratégicos de transición energética propuesto por la Secretaría Nacional de Energía, medidas que buscan incentivar la inversión en el sector, mejorar la competitividad y llevar la electrificación a las comunidades puntualizadas en el Plan Colmena. Las cinco estrategias definidas contempladas en materia energética se clasifican en: acceso universal, uso racional y eficiente de la energía, movilidad eléctrica, generación distribuida, innovación del sistema interconectado nacional y una estrategia transversal para el fortalecimiento institucional.

En enero de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de Gabinete N°5 con la estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED). A fin de tomar en cuenta las diversas trayectorias de desarrollo de la GD, se proyectaron tres posibles escenarios de desarrollo de GD al 2030: tendencial (250mW, 2%), conservador (950mW, 7%), y optimista (1700mW, 14%). La estrategia contempla 6 líneas de acción, que incluyen la simplificación y digitalización de trámites para instalaciones de GD, el incremento de límites de capacidad instalada, implementar la posibilidad de venta o comercialización de los excedentes, la regulación para instalaciones comunicatorias y remotas, modificación de autoconsumo y ampliación de los límites y la evaluación, adecuación e implementación de estándares técnicos.

En marzo de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de Gabinete N°28 con la Estrategia Nacional de Acceso Universal a la Energía (ENACU), la cual establece 25 líneas de acción en las cuales se identifican las prioridades, los actores responsables de las mismas y las sub-actividades correspondientes además de los hitos de actuación. Se realizarán 4 proyectos a nivel nacional para fomentar la implementación de dicha Estrategia a diferentes niveles, como lo son: Programa de Empoderamiento y formación como “instaladores solares” de la mujer en áreas rurales; el concurso innovar para conectar con soluciones energéticas que faciliten el acceso a electricidad y cocción moderna; el programa emprender en energías renovables: donde las mujeres formadas, tendrán la capacidad para instalar, operar y dar mantenimiento a paneles solares fotovoltaicos y solares térmicos en sus casas y comunidades; el Fomento para la creación de cooperativas energéticas en Panamá junto con el Departamento de Estado de Los Estados Unidos de América.

En abril de 2022, se aprobó la Ley 295 por la cual se establece el marco normativo para el desarrollo y operación de la movilidad eléctrica, promoviendo un proceso de transición energética del transporte terrestre de combustión interna a transporte terrestre eléctrico con la implementación de medidas e incentivos en el sector público, privado y académico. Establece metas mínimas al 2030 para la migración de flota, en 40% de flota estatal y 33% para el transporte masivo. La Ley incluye: la exoneración del impuesto de importación, exoneración de pago de placa por 5 años (placa verde), estacionamientos preferenciales; al igual que le permitirá al ciudadano revender energía para cargar vehículos eléctricos.

Proyecto de Ley 258 para la utilización de energía renovable en el sector público, fue aprobada en tercer debate el 6 de abril de 2022 por la Asamblea Nacional de Diputados para implementación del sistema de energía renovable en el sector público que destina producir, como mínimo, el 15% en estructuras existente y 25% en nuevas estructuras del total del consumo promedio anual. No obstante, este proyecto ley fue objetado por el Ejecutivo en el mes de mayo, dado que a su criterio la propuesta es inconveniente por no desarrollar las previsiones necesarias para su implementación (impacto al presupuesto del Estado, limitaciones en inmuebles propios y alquilados).

En junio de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de Gabinete N°66 con la estrategia nacional de uso racional y eficiente de la energía (ENUREE), la cual fija reducir el consumo final de electricidad en un 15% y el consumo final de combustibles en 3% para 2030. Entre las recomendaciones de la hoja de ruta está la implementación de un fondo para apoyar la disponibilidad de líneas de crédito “verdes” para el sector privado, la incorporación de energías renovables en el diseño de edificios nuevos y ya construidos, el desarrollo de un mercado de servicios energéticos y el refuerzo de las campañas de información.

En junio de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó el decreto Ley N°10 que adopta el plan nacional de acción climática (PNAC) para la República de Panamá, como instrumento clave que promueve las ambiciones nacionales y sectoriales del país a corto y largo plazo en materia de cambio climático, con la finalidad de facilitar y garantizar la implementación de la contribución nacional determinada y sus actualizaciones periódicas, en cumplimiento de los compromisos asumidos como país. El Plan incluye 11 pilares estratégicos: energía, bosques, gestión de cuencas hidrográficas, sistemas marino costeros, biodiversidad, agricultura-ganadería-acuicultura sostenible, asentamientos resilientes, salud pública, infraestructura sostenible, economía circular y transparencia climática. El PNAC define un total de 55 acciones que se deberán llevar a cabo en el corto plazo bajo cada sector y un plan indicativo de inversiones que proporciona una aproximación inicial a los costos asociados a la implementación a corto plazo (2025) de las acciones y la identificación de instrumentos de financiación climática.

En el mes de octubre de 2022, la Secretaría Nacional de Energía de Panamá (SNE) publicó la Resolución No. MIPRE- 2022-0037359, mediante la cual da a conocer a los agentes unas recomendaciones para adoptar medidas para la contratación de las empresas de transmisión de energía eléctrica. Con base en el artículo 83 del Texto único de la Ley 6 de 1997, ordenada por la Ley 194 de 2021, la nueva norma establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA), podrá realizar actos de compra de potencia y/o energía con pliegos de cargos especiales, aprobados por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Dichos pliegos de cargos estarán sujetos a las directrices de política energética dictadas por la SNE.

2. Bases de presentación

El Grupo presenta sus estados financieros consolidados de propósito general en pesos colombianos y los valores se han redondeado a la unidad de miles de pesos más próxima (COP\$000), salvo cuando se indique lo contrario.

Los estados financieros consolidados de propósito general incluyen información comparativa correspondiente al periodo anterior de la sociedad Emgesa S.A. E.S.P. previo de la fusión.

Los principios contables aplicados en su elaboración son los que se detallan a continuación:

2.1. Principios contables

Los estados financieros consolidados de propósito general del Grupo al 31 de diciembre de 2022 han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF Grupo 1), establecidas en la Ley 1314 de 2009, reglamentadas por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015 modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017, 2483 de 2018, 2270 de 2019, 1432 de 2020, 938 de 2021 y 1611 de 2022. Las NCIF – Grupo 1 se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) completas, y traducidas oficialmente al español emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board – IASB, por sus siglas en inglés).

El Grupo aplica a los presentes estados financieros consolidados de propósito general la siguiente excepción contemplada en Título 4 Regímenes especiales del Capítulo 1 del Decreto 2420 de 2015:

La determinación de los beneficios post empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación o invalidez, se efectuará de acuerdo con los requerimientos de la NIC 19; sin embargo, requiere la revelación del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016, artículos 1.2.1.18.46 y siguientes y, en el caso de conmutaciones pensionales parciales de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5 del artículo 2.2.8.8.31 del Decreto 1833 de 2016, informando las variables utilizadas y las diferencias con el cálculo realizado en los términos del marco técnico bajo NCIF.

El Grupo pertenece al Grupo 1 de acuerdo con las definiciones de los Decretos 2784 del 28 de diciembre de 2012 y 3024 del 27 de diciembre de 2013, de acuerdo con lo requerido el Grupo emitió los primeros estados financieros consolidados comparativos bajo las NCIF a diciembre 31 de 2015.

Las filiales de Centroamérica (Panamá, Costa Rica y Guatemala) elaboran sus estados financieros aplicando Normas Internacionales de Información Financiera NIIF, y se han efectuado los ajustes de homologación a Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF), por lo cual, las bases de presentación empleadas en la consolidación son uniformes.

Los presentes estados financieros consolidados de propósito general se han preparado siguiendo el principio de negocio en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo con las NCIF, de los activos y los pasivos que se registran a valor razonable.

La preparación de los estados financieros consolidados de propósito general de acuerdo con las NCIF requiere el uso de ciertos estimados contables críticos. También requiere que la gerencia ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables.

El Grupo no presenta transacciones de carácter cíclico, estacionario u ocasional que deben ser revelados de forma independiente en los estados financieros consolidados de propósito general.

2.2. Base contabilidad de causación

El Grupo prepara sus estados financieros consolidados de propósito general, usando la base de contabilidad de causación, excepto para la información de los flujos de efectivo.

2.3. Nuevas normas incorporadas al marco contable aceptado en Colombia cuya aplicación efectiva es a partir de 1 de enero de 2023

El Decreto 938 de 2021 actualizó los marcos técnicos de las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia incorporando principalmente enmiendas a las normas que ya habían sido compiladas por el Decreto 2270 de 2019, que consideraban las reglamentaciones incorporadas por los Decretos 2420 y 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2019.

Modificación a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros – Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes.

Las modificaciones emitidas en enero de 2021 aclaran los criterios de clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes, en función de los derechos que existan al final del período sobre el que se informa. La clasificación no se ve afectada por las expectativas de la entidad o los eventos posteriores a la fecha del informe. Los cambios también aclaran a que se refiere la “liquidación” de un pasivo en términos de la norma. El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros consolidados.

Modificación a la NIC 16 Propiedades, Planta y Equipo – Importes obtenidos con anterioridad al uso previsto.

La enmienda publicada en mayo de 2021 prohíbe la deducción del costo de un elemento de propiedades, planta y equipo de cualquier importe procedente de la venta de elementos producidos mientras se lleva ese activo al lugar y condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la gerencia. En su lugar, una entidad reconocería los importes de esas ventas en el resultado del período. El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros consolidados.

Modificaciones a la NIIF 3 Combinaciones de Negocios – Referencia al Marco Conceptual.

La enmienda publicada en mayo de 2021 abordó 3 modificaciones a la norma con el objeto de: actualizar las referencias al Marco Conceptual; agregar una excepción para el reconocimiento de pasivos y pasivos contingentes dentro del alcance de la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes y la CINIIF 21 Gravámenes; y confirmar que los activos contingentes no deben reconocerse en la fecha de adquisición. El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros consolidados.

Modificación a la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes – Costo de cumplimiento de un contrato.

El propósito de esta enmienda, que también fue publicada en mayo de 2021, es especificar los costos que una entidad incluye al determinar el “costo de cumplimiento” de un contrato con el propósito de evaluar si un contrato es oneroso; aclara que los costos directos de cumplimiento de un contrato incluyen tanto los costos incrementales de cumplir un contrato como una asignación de otros costos que se relacionen directamente con el cumplimiento del contrato. Antes de reconocer una

provisión separada por un contrato oneroso, para un contrato oneroso, la entidad debe reconocer las pérdidas por deterioro sobre los activos utilizados para cumplir el contrato. El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros consolidados.

Reforma de la tasa de interés de referencia.

Después de la crisis financiera, la reforma y el reemplazo de las tasas de interés de referencia, como la LIBOR GBP y otras tasas interbancarias (IBOR) se ha convertido en una prioridad para los reguladores globales. Actualmente existe incertidumbre sobre el momento y la naturaleza precisa de estos cambios. Para hacer la transición de los contratos y acuerdos existentes que hacen referencia a la LIBOR, es posible que sea necesario aplicar ajustes de las diferencias de plazo y las diferencias de crédito para permitir que las dos tasas de referencia sean económicamente equivalentes en la transición.

Las modificaciones realizadas a la NIIF 9 Instrumentos financieros, la NIC 39 Instrumentos financieros: reconocimiento y medición y la NIIF 7 Instrumentos financieros: revelaciones brindan ciertas alternativas en relación con la reforma de la tasa de interés de referencia. Las alternativas se relacionan con la contabilidad de cobertura y tienen el efecto de que las reformas generalmente no deberían hacer que la contabilidad de coberturas termine. Sin embargo, cualquier inefectividad de cobertura debe continuar registrándose en el estado de resultados. Dada la naturaleza generalizada de las coberturas que involucran contratos basados en tasas interbancarias (IBOR), las alternativas afectarán a las empresas en todas las industrias.

Las políticas contables relacionadas con la contabilidad de cobertura deberán actualizarse para reflejar las alternativas. Las revelaciones del valor razonable también pueden verse afectadas debido a las transferencias entre niveles de jerarquía del valor razonable a medida que los mercados se vuelven más o menos líquidos.

El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros consolidados.

Mejoras anuales a las Normas NIIF ciclo 2018–2020

Las siguientes mejoras se finalizaron en mayo de 2022:

NIIF 9 Instrumentos financieros: aclara cuales comisiones deben incluirse en la prueba del 10% para la baja en cuentas de pasivos financieros.

NIIF 16 Arrendamientos: modifica el ejemplo ilustrativo 13 de la norma para eliminar la ilustración de los pagos del arrendador relacionados con mejoras de bienes tomados en arriendo, para eliminar cualquier confusión sobre el tratamiento de los incentivos de arrendamiento.

NIIF 1 Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera: permite a las entidades que han medido sus activos y pasivos por el valor en libros registrado en la contabilidad de su matriz, medir también las diferencias de conversión acumuladas utilizando las cantidades informadas por la matriz. Esta enmienda también se aplicará a las asociadas y negocios conjunto con algunas condiciones.

NIC 41 Agricultura: elimina el requisito de que las entidades excluyan los flujos de efectivo por impuestos al medir el valor razonable bajo NIC 41.

Ampliación de la exención temporal de la aplicación de la NIIF 9 – Instrumentos Financieros (Modificaciones a la NIIF 4): Fue extendida la fecha de vencimiento de la exención temporal para la aplicación de la NIIF 9 Instrumentos Financieros, para los periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2023.

El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros consolidados.

Marco Conceptual

El IASB ha emitido un Marco Conceptual revisado que se utilizará en las decisiones para establecer normas con efecto inmediato. Los cambios clave incluyen:

- Aumentar la importancia de la administración en el objetivo de la información financiera;
- Restablecer la prudencia como componente de la neutralidad;
- Definir a una entidad que informa, que puede ser una entidad legal o una parte de una entidad;
- Revisar las definiciones de un activo y un pasivo;

- Eliminar el umbral de probabilidad para el reconocimiento y agregar guías sobre la baja de cuentas;
- Añadir guías sobre diferentes bases de medición, e
- Indicar que la utilidad o pérdida es el indicador principal de desempeño y que, en principio, los ingresos y gastos en otros ingresos integrales deben reciclarse cuando esto mejore la relevancia o la representación fiel de los estados financieros consolidados.

No se realizarán cambios a ninguna de las normas contables actuales. Sin embargo, las entidades que se basan en el Marco para determinar sus políticas contables para transacciones, eventos o condiciones que de otra manera no se tratan en las normas contables deberán aplicar el Marco revisado a partir del 1 de enero de 2022. Estas entidades deberán considerar si sus políticas contables siguen siendo apropiadas según el Marco revisado.

2.4. Nueva normatividad incorporada al marco contable aceptado en Colombia cuya aplicación es obligatoria a partir del 1 de enero de 2024

El Decreto 1611 de 2022 actualizó los marcos técnicos de las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia incorporando principalmente enmiendas a las normas que ya habían sido compiladas por los Decretos 938 de 2021, 2270 de 2019 y 1432 de 2020, que consideraban las reglamentaciones incorporadas por los Decretos 2420 y 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2019.

Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes – Modificaciones a la NIC 1.

Modificación emitida con el objetivo de fomentar la uniformidad de aplicación y aclarar los requisitos para determinar si un pasivo es corriente o no corriente. Como consecuencia de esta modificación, las entidades deben revisar sus contratos de préstamos para determinar si su clasificación cambiará.

Las modificaciones podrían afectar la clasificación de pasivos, particularmente para entidades que previamente consideraron las intenciones de la administración para determinar la clasificación y para algunos pasivos que pueden convertirse en patrimonio. Las modificaciones deben aplicarse retroactivamente de acuerdo con los requisitos normales de la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores.

Desde la aprobación de estas modificaciones, el IASB ha emitido un proyecto de norma que propone cambios adicionales y el aplazamiento de las modificaciones hasta al menos el 1 de enero de 2024.

El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros consolidados.

Información a revelar sobre políticas contables: modificaciones a la NIC 1 y al documento de práctica de las NIIF 2.

El IASB modificó la NIC 1 para requerir que las entidades revelen sus políticas contables materiales en lugar de sus políticas contables significativas. Las enmiendas definen qué es "información material sobre políticas contables" y explican cómo identificar cuándo la información sobre políticas contables es material. Aclaran además que no es necesario revelar información inmaterial sobre políticas contables. Si se divulga, no se debe opacar la información contable material. Para respaldar esta modificación, el IASB también modificó el Documento de práctica de las NIIF 2 Realización de juicios sobre la materialidad para proporcionar orientación sobre cómo aplicar el concepto de materialidad a las revelaciones de políticas contables.

El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros consolidados.

Definición de Estimaciones Contables – Modificaciones a la NIC 8.

La modificación a la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores aclara cómo las empresas deben distinguir los cambios en las políticas contables de los cambios en las estimaciones contables. La distinción es importante porque los cambios en las estimaciones contables se aplican prospectivamente a transacciones futuras y otros eventos futuros, mientras que los cambios en las políticas contables generalmente se aplican retrospectivamente a transacciones pasadas y otros eventos pasados, así como al período actual.

El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros consolidados.

Impuesto Diferido relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única – Modificaciones a la NIC 12.

Las modificaciones a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias requieren que las empresas reconozcan impuestos diferidos sobre transacciones que, en el reconocimiento inicial, den lugar a cantidades iguales de diferencias temporarias imponibles y deducibles. Por lo general, se aplicarán a transacciones tales como arrendamientos de arrendatarios y obligaciones de desmantelamiento, y requerirán el reconocimiento de activos y pasivos por impuestos diferidos adicionales.

La enmienda debe aplicarse a las transacciones que ocurren en o después del comienzo del primer período comparativo presentado. Además, las entidades deben reconocer activos por impuestos diferidos (en la medida en que sea probable que puedan utilizarse) y pasivos por impuestos diferidos al comienzo del primer período comparativo para todas las diferencias temporales deducibles y gravables asociadas con:

- activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento, y
- pasivos por desmantelamiento, restauración y similares, y los montos correspondientes reconocidos como parte del costo de los activos relacionados.

El efecto acumulado del reconocimiento de estos ajustes se reconoce en las utilidades acumuladas u otro componente del patrimonio, según corresponda.

La NIC 12 no habría abordado previamente cómo contabilizar los efectos fiscales de los arrendamientos en el balance y transacciones similares y varios enfoques se consideraron aceptables. El Grupo ya había decidido contabilizar estas transacciones de acuerdo con los nuevos requisitos, por lo cual no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros consolidados de propósito general.

2.5. Estimados y criterios contables

En la preparación de los estados financieros consolidados de propósito general, se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la gerencia del Grupo, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (Ver Nota 3.1.11.).
- La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo (Ver Notas 3.1.5. y 3.1.6.).
- La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros (Ver Nota 3.1.7. (b)).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (Ver Nota 3.1.12.).
- Los ingresos por energía entregada y no facturada derivados de la actividad de distribución que proceden de la prestación del servicio de energía al quedar pendiente la lectura de los consumos en cada uno de los ciclos de facturación, los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación (Ver Nota 3.1.14.).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico de la actividad de distribución, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de facturar en la fecha de emisión de los estados financieros consolidados de propósito general y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- Los ingresos y gastos estimados derivados de la actividad de generación que proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado mayorista y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC por sus siglas en inglés) y del cargo por confiabilidad; así como; las compras de energía necesarias para atender dichos contratos; los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación, (Ver Nota 3.1.14.).
- Los ingresos derivados de los contratos de construcción se reconocen de acuerdo con el avance de los costos incurridos, aplicando el método de recurso.
- Las variaciones en los ingresos por cambios tarifarios, de acuerdo con las actualizaciones regulatorias.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos inciertos o contingentes (Ver Nota 3.1.9.).

- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales surgidos de la licencia ambiental principalmente para nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar (Ver Nota 3.1.6.).
- Los resultados fiscales, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados de propósito general (Ver Nota 3.1.10).
- Las obligaciones de desmantelamiento cuando existe el requerimiento legal de hacerlo se estiman con base en la vida útil de la central y/o parque.

Los juicios y estimaciones se han realizado con la información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados de propósito general, es posible que acontecimientos futuros obliguen a modificarlos al alza o a la baja en próximos periodos, realizándolo en forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los próximos estados financieros consolidados de propósito general.

2.6. Entidades filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enel Colombia S.A. E.S.P., (antes Emgesa S.A. E.S.P.), directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene poder sobre su filial cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la filial.

Enel Colombia S.A. E.S.P. reevaluará si tiene o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

2.7. Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

Una asociada es una entidad sobre la cual Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.) posee influencia significativa sobre las decisiones de política financiera y de operación, sin llegar a tener control o control conjunto.

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que Enel Colombia S.A. E.S.P. ejerce control gracias al acuerdo con terceros y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

Negocio conjunto: Es una entidad que el Grupo controla de forma conjunta con otros participantes, donde éstos mantienen un acuerdo contractual que establece el control conjunto sobre las actividades relevantes de la entidad; las partes tienen derecho a los activos netos de la entidad. En la fecha de adquisición, el exceso del costo de adquisición sobre la participación en el valor razonable neto de los activos identificables, pasivos y pasivos contingentes asumidos de la asociada o negocio conjunto, se reconoce como crédito mercantil. El crédito mercantil se incluye en el valor en libros de la inversión, no se amortiza y se somete individualmente a pruebas de deterioro de su valor.

Operación conjunta: Acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo.

Un operador conjunto reconocerá en relación con su participación en una operación conjunta:

- (a) sus activos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente;
- (b) sus pasivos, incluyendo su participación en los pasivos incurridos conjuntamente;
- (c) sus ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de su participación en el producto que surge de la operación conjunta;
- (d) su participación en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta del producto que realiza la operación conjunta; y
- (e) sus gastos, incluyendo su participación en los gastos incurridos conjuntamente.

Las inversiones en asociadas o negocios conjuntos se miden en los estados financieros consolidados de propósito general al método de participación patrimonial – MPP, para el caso del acuerdo conjunto del tipo de operación controlada conjuntamente se miden a valor razonable.

2.8. Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera consolidado por la proporción de su patrimonio total que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera consolidado, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro “Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación”.

2.9. Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las sociedades filiales se consolidan, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones recíprocas.

Los resultados integrales de las sociedades filiales se incluyen en el estado de resultados integrales consolidado desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

El Grupo contabiliza las combinaciones de negocios utilizando el método de la adquisición cuando el conjunto de actividades y activos adquiridos cumple la definición de un negocio y el control se transfiere al Grupo. Para ser considerado un negocio, un conjunto de actividades y activos adquiridos debe incluir como mínimo un insumo y un proceso sustantivo aplicado al mismo que, en conjunto, contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos. La NIIF 3 proporciona la opción de aplicar una “prueba de concentración” que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración se cumple si sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.

La consolidación de las operaciones de Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.) Sociedad Matriz y de las sociedades filiales se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

- (1) En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NCIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

Para cada combinación de negocios, la sociedad elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la sociedad informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del ejercicio.

- (2) El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.
- (3) Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
- (4) Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
- (5) Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling of interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.
- (6) Cuando se pierde control sobre una subsidiaria, se dan de baja en cuentas los activos y pasivos de la subsidiaria, cualquier participación no controladora relacionada y otros componentes de patrimonio. Cualquier ganancia o pérdida resultante se reconoce en resultados. Si se retiene alguna participación en la ex subsidiaria y ésta se contabiliza utilizando el método de participación, se reconoce la parte de la ganancia o pérdida que procede de la nueva medición a valor razonable en el resultado del período solo en la medida de la participación en la nueva asociada; si la participación que se retiene se contabiliza de acuerdo con NIIF 9, la parte de la ganancia o pérdida se reconoce en su totalidad en el resultado del período.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "otras reservas".

2.10. Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional de Enel Colombia S.A. E.S.P., es el peso colombiano (COP), como así también la moneda de presentación de los estados financieros consolidados de propósito general del Grupo.

La moneda funcional se ha determinado considerando el entorno económico en que opera la Sociedad. Esta conclusión se basa en que el COP es la moneda que influye fundamentalmente en las actividades de financiamiento, emisiones de capital y flujos de efectivos y sus equivalentes. Debido a lo anterior, el COP refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para Enel Colombia S.A. E.S.P.

Las cifras están expresadas en miles de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción, la tasa representativa del mercado que se expresan en pesos colombianos, y las divisas (por ejemplo, dólares, euros, libras esterlinas etc.) que se expresan en unidades.

2.11. Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

La conversión de los estados financieros de las sociedades del Grupo con moneda funcional distinta del peso colombiano se realiza del siguiente modo:

- a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros consolidados de propósito general.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del periodo (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).

c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral.

Tipos de cambio

El tipo de cambio utilizado para la conversión de los estados financieros consolidados de propósito general de las subsidiarias centroamericanas se presentan de acuerdo con los siguientes valores (moneda local contra el peso colombiano):

| | Al 31 de diciembre de 2022 | |
|------------------------------|-----------------------------------|--------------|
| | Cierre | Medio |
| Dólar Estadounidense (\$ US) | 4.810,20 | 4.313,53 |

3. Políticas contables

3.1. Políticas contables aplicables a los estados financieros consolidados de propósito general

Las principales políticas contables aplicadas en la elaboración de los estados financieros consolidados adjuntos han sido las siguientes:

Estas políticas han sido unificadas, teniendo en cuenta el proceso de fusión descrito en la nota 1.4 y que las sociedades son entidades bajo control común, que venían aplicando políticas contables homogéneas; se ha efectuado la homologación, en el caso particular de las inversiones en subsidiarias que ingresan por la absorción de ESSA2 que venían valoradas al costo y que localmente se deben valorar por el método de participación patrimonial de acuerdo con lo establecido en el numeral 2 del artículo 11 del Decreto 2496 de diciembre de 2015, que indica que se debe realizar según lo establecido en el artículo 35 de la Ley 222 del 1995.

3.1.1. Instrumentos financieros

3.1.1.1. Efectivo y otros medios de liquidez equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión, de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios en su valor.

3.1.1.2. Activos financieros

El Grupo clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías de medición: los que se miden al valor razonable y los que se miden al costo amortizado. Esta clasificación depende de si el activo financiero es un instrumento de deuda o de patrimonio.

3.1.1.2.1 Instrumento de deuda

Con la aplicación de la NIIF 9 a partir del 1 de enero de 2018, los activos financieros se clasifican a costo amortizado y a valor razonable.

(a) Activos financieros al costo amortizado

Un activo financiero se clasifica como medido al “costo amortizado” sólo si los siguientes criterios se cumplen: i) el objetivo del modelo de negocio del Grupo es mantener el activo para obtener los flujos de efectivo contractuales, y ii) los términos contractuales dan lugar a recibir en fechas específicas los flujos de efectivo, los cuales consideran únicamente pagos del principal e intereses sobre el capital pendiente de pago.

La naturaleza de los derivados implícitos en una inversión de deuda se considera para determinar si los flujos de efectivo de la inversión son únicamente pagos de capital e intereses, y en ese caso no se contabilizan por separado.

(b) Activos financieros al valor razonable con cambios en otro resultado integral

Los activos financieros que se mantienen para el cobro de flujos de efectivo contractuales y para vender los activos, donde los flujos de efectivo de los activos representan solo pagos de principal e intereses, y que no son designados al valor razonable con cambios en resultados, se miden al valor razonable con cambios en otro resultado integral. Los movimientos en el importe en libros se toman a través de otro resultado integral, excepto por el reconocimiento de ganancias o pérdidas por deterioro, ingresos por intereses y ganancias y pérdidas cambiarias en el costo amortizado del instrumento que se reconocen en el estado de resultados. Cuando el activo financiero se da de baja en cuentas, la ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en otro resultado integral se reclasifica de patrimonio al estado de resultados. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en “ingresos por intereses” utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

(c) Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados

Los activos que no cumplen los requisitos para costo amortizado o valor razonable con cambios en otro resultado integral se miden al valor razonable con cambios en resultados. Una pérdida o ganancia en un instrumento de deuda que se mide posteriormente al valor razonable con cambios en resultados y no es parte de una relación de cobertura se reconoce en el estado de resultados para el periodo en el que surge, a menos que surja de instrumentos de deuda que fueron designados al valor razonable o que no son mantenidos para negociar. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en “ingresos por intereses” utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

3.1.1.2.2 Instrumento de patrimonio

Todos los instrumentos de renta variable se miden por su valor razonable. Los instrumentos de patrimonio que se mantienen para negociar se valoran a valor razonable con cambios en resultados. Para el resto de los instrumentos de patrimonio, el Grupo puede realizar una elección irrevocable en el reconocimiento inicial para reconocer los cambios en el valor razonable con cargo a los otros resultados integrales en el patrimonio.

3.1.1.2.3 Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

Los derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra el contrato y son permanentemente remedidos a su valor razonable.

Si los instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas, se registran a su valor razonable a través del estado de resultados consolidado. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados como “otras ganancias/pérdidas, neto”. Si son designados para cobertura el método para reconocer la ganancia o pérdida resultante de los cambios en los valores razonables de los derivados depende de la naturaleza del riesgo y partida que se está cubriendo.

El Grupo designa ciertos derivados como:

- Coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos (cobertura de valor razonable).
- Coberturas de un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocidos o de una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo) o
- Coberturas de inversiones netas en una operación en el extranjero (cobertura de inversión neta).

El Grupo documenta, al inicio de la cobertura, la relación entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos y estrategia de administración de riesgos que respaldan sus transacciones de cobertura. El Grupo además documenta su evaluación, tanto al comienzo de la cobertura como periódicamente, de si los derivados usados en

las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

El total del valor razonable de los derivados usados como cobertura se clasifica como activo o pasivo no corriente cuando el vencimiento del remanente de la partida cubierta es mayor a 12 meses, y se clasifica como activo o pasivo corriente cuando el vencimiento del remanente de la partida cubierta es menor a 12 meses. Los derivados que no son usados para cobertura o que son mantenidos para ser negociados se clasifican como activos o pasivos corrientes.

(a) Coberturas de valor razonable

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, y la ganancia o pérdida de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto ajustan el importe en libros de la partida cubierta y se reconocen en los resultados del período.

La ganancia o pérdida relacionadas con la porción efectiva de los derivados se reconoce en el estado de resultados como "gastos financieros", al igual que la porción inefectiva que también se reconoce en el estado de resultados, pero como "otras ganancias/(pérdidas), neto".

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta se amortiza en los resultados utilizando el método de interés efectivo, en el período remanente hasta su vencimiento.

(b) Coberturas de flujos de efectivo

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados como "otras ganancias/(pérdidas), neto".

Los montos acumulados en el patrimonio neto se registran en el estado de resultados en los periodos en los que la partida cubierta los afecta (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren de este rubro y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos capitalizados son finalmente reconocidos en el costo de ventas cuando se venden los productos, si se trata de inventarios, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de cobertura, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se producirá una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados como "otras ganancias/(pérdidas), neto".

(c) Coberturas de inversión neta en el exterior

Las coberturas de inversiones netas de operaciones en el exterior se contabilizan de manera similar a las coberturas de flujos de efectivo. Cualquier ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionada con la porción efectiva de la cobertura se reconoce en otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva de la cobertura se reconoce inmediatamente en resultados como "otras ganancias/pérdidas, neto".

Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio se transfieren al estado de resultados consolidado cuando la operación en el exterior se vende o se le da parcialmente de baja.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados de propósito general, el Grupo no tiene instrumentos de cobertura de inversiones netas de operaciones en el exterior.

3.1.1.3. Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican como medidos posteriormente al costo amortizado, excepto por los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados; esta clasificación aplica a los derivados constituidos para cubrir obligaciones que reflejan la estrategia que tiene el Grupo para cubrir los riesgos de mercado asociados a la tasa de interés o al tipo de cambio.

3.1.1.3.1 Deudas (Obligaciones financieras)

Las deudas se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. Las deudas se registran posteriormente a su costo amortizado; cualquier diferencia entre los fondos recibidos (neto de los costos de la transacción) y el valor de redención se reconoce en el estado de resultados consolidado durante el período del préstamo usando el método de interés efectivo.

Los costos incurridos para obtener las deudas se reconocen como costos de la transacción en la medida que sea probable que una parte o toda la deuda se recibirán. En este caso los honorarios se diferirán hasta que el préstamo se reciba. En la medida que no haya evidencia de que sea probable que una parte o toda la deuda se reciba, los honorarios se capitalizan como gastos pagados por anticipado por servicios para obtener liquidez y se amortizan en el período del préstamo con el que se relacionan. Si los costos incurridos son inmateriales, se podrán llevar a resultados en el momento de la emisión de los títulos.

Los préstamos se clasifican en el pasivo corriente a menos que el Grupo tenga el derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos 12 meses contados desde la fecha del balance.

Los costos de deudas generales y específicas directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial para estar preparados para su uso o venta previstos, se añaden al costo de dichos activos, hasta el momento en que los activos estén sustancialmente preparados para su uso o venta. Los ingresos por inversiones obtenidos en la inversión temporal de recursos obtenidos de deudas específicas que aún no se han invertido en activos cualificados se deducen de los costos por intereses susceptibles de capitalización. Todos los demás costos de deudas son reconocidos en el estado de resultados consolidado en el período en el cual se incurren.

3.1.1.4. Activos Financieros y Pasivos Financieros con Partes Relacionadas

Los créditos y deudas con partes relacionadas se reconocen inicialmente por su valor razonable más los costos de transacción directamente atribuibles. Con posterioridad al reconocimiento inicial, estos créditos y deudas se miden por su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés se reconoce en el estado de resultados consolidado como ingresos o costos financieros o como otros ingresos o gastos operativos, según cuál sea la naturaleza del activo o el pasivo que la origina.

3.1.1.5. Cuentas por pagar comerciales

Las cuentas por pagar comerciales son obligaciones de pago por bienes o servicios que se han adquirido de los proveedores en el curso ordinario de los negocios. Las cuentas por pagar se clasifican como pasivos corrientes, si el pago debe ser efectuado en un período de un año o menos (o en el ciclo normal de explotación de la empresa si es más largo). Si el pago debe ser efectuado en un período superior a un año se presentan como pasivos no corrientes.

Las cuentas por pagar comerciales se reconocen inicialmente a su valor razonable y la medición posterior es a su costo amortizado usando el método de interés efectivo.

3.1.1.6. Reconocimiento y medición

Compras y ventas convencionales de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, que es la fecha en la cual el Grupo se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos a recibir flujos de efectivo han vencido o se han transferido y el Grupo ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad.

En el reconocimiento inicial, el Grupo valora los activos financieros a su valor razonable; sin embargo, en el caso de un activo financiero que no se mide al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero afectarán el valor del activo. Los costos de transacción de activos financieros que se miden a su valor razonable con cambios en resultados se contabilizan directamente en la cuenta de resultados.

Las ganancias o pérdidas de un instrumento de deuda que se valora posteriormente a su valor razonable y no es parte de una relación de cobertura se reconocen en los resultados y se presentan en el estado de resultados consolidado, dentro de "otras ganancias/(pérdidas)- neto" en el período en que se producen.

Las ganancias o pérdidas de un instrumento de deuda que se valora posteriormente a su costo amortizado y no forma parte de una relación de cobertura se reconocen en los resultados del período cuando el activo financiero se da de baja o se deteriora y a través del proceso de amortización utilizando el método de interés efectivo.

Posteriormente, el Grupo mide todos los instrumentos de patrimonio a valor razonable. Cuando la gerencia haya elegido presentar ganancias o pérdidas de valor razonable no realizadas y realizadas y pérdidas en instrumentos de patrimonio en otros resultados integrales, no pueden ser registradas las ganancias y pérdidas de valor razonable en los resultados del ejercicio. Los dividendos de los instrumentos de patrimonio son reconocidos en los resultados, siempre y cuando representen un retorno de la inversión.

El Grupo debe reclasificar todos los instrumentos de deuda afectados cuando, y sólo cuando su modelo de negocio para la gestión de los activos financieros cambie.

3.1.1.7. Compensación de instrumentos financieros

Activos y pasivos financieros se compensan y su monto neto se presenta en el estado de situación financiera cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los importes reconocidos y la gerencia tenga la intención de liquidar la cantidad neta o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

3.1.1.8. Valores razonables de inversiones

Los valores razonables de las inversiones con cotización bursátil se basan en su precio de cotización vigente. Si el mercado para un instrumento financiero no es activo (o el instrumento no cotiza en bolsa) el Grupo establece su valor razonable usando técnicas de valuación apropiadas a las circunstancias.

Estas técnicas incluyen el uso de los valores observados en transacciones recientes efectuadas bajo los términos de libre competencia, la referencia a otros instrumentos que son sustancialmente similares, análisis de flujos de efectivo descontados y modelos de opciones haciendo máximo uso de información de mercado y depositando el mayor grado de confianza posible en información interna específica de la entidad.

3.1.2. Concesiones

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios. Esta interpretación contable aplica si:

La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y

La concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera - cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el concesionario por la construcción o mejora de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma como:

- Un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o.
- Un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Sin embargo, ambos tipos de contraprestación se clasifican como un activo del contrato durante el período de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15.

Las obligaciones contractuales asumidas por el concesionario para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente, desvinculación o desmantelamiento al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones.

La CINIIF 12 establece que el concesionario debe contabilizar los ingresos de actividades ordinarias y los costos relacionados con los servicios de construcción o mejora de acuerdo con la NIIF 15 Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes.

De acuerdo con esta norma el ingreso se reconoce en función del avance en la adquisición o construcción de la infraestructura y por ende del reconocimiento del costo. La NIIF 15 plantea que el ingreso se va reconociendo en la medida en que avanza la obra, para ello plantea dos métodos:

i) Métodos de producto que reconocen los ingresos de actividades ordinarias sobre la base de las mediciones directas del valor para el cliente de los bienes o servicios transferidos hasta la fecha en relación con los bienes o servicios pendientes comprometidos en el contrato.

ii) Métodos de recurso reconocen los ingresos de actividades ordinarias sobre la base de los esfuerzos o recursos de la entidad para satisfacer la obligación de desempeño (por ejemplo, recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, costos incurridos, tiempo transcurrido u hora de maquinaria utilizada) en relación con los recursos totales esperados para satisfacer dicha obligación de desempeño.

En el caso del contrato vigente entre Bogotá ZE con TMSA, se reconoce el derecho al pago por parte de esta entidad como activo financiero, con base en la estimación del ingreso de actividades ordinarias mediante la aplicación del método del recurso sobre los costos reales de la ejecución del contrato.

Posteriormente el activo financiero se amortizará de acuerdo con los montos facturados a TMSA y se reconocerá el ingreso financiero por la actualización de estos valores.

3.1.3. Inventarios

Las existencias de inventarios incluyen los bienes para venta o consumo interno, sobre los que se han adquirido los riesgos y los beneficios típicos de la propiedad, en esta clasificación se encuentran materiales, combustibles y certificados de reducción de carbono (CERs).

Los inventarios se muestran en el activo corriente en los estados financieros consolidados, incluso si se realizan después de 12 meses, en la medida en que se considera que pertenecen al ciclo de funcionamiento ordinario.

El costo de los inventarios está compuesto por el costo de compra, y todos los costos directa o indirectamente atribuibles al inventario, por ejemplo: transporte, los derechos de aduana, seguros, impuestos indirectos no recuperables, etc. y neto de los descuentos, bonificaciones y primas de carácter comercial.

En el caso de los CERs el costo inicial está determinado por el valor razonable de los mismos en la fecha de emisión de los certificados el cual es identificable para cada uno de ellos.

El costo de los bienes diferentes a los CERs, se mide de acuerdo con el método "promedio ponderado", que considera las unidades de un artículo comprado en diferentes fechas y a diferentes costos, pertenecientes a un conjunto en el que las compras individuales ya no son identificables, pero igualmente disponibles.

El costo promedio ponderado debe incluir cargos adicionales, por ejemplo: costos por fletes marítimos, gastos de aduanas, seguros, etc. imputables y que se refiere a las adquisiciones durante el período.

El costo de los inventarios puede no ser recuperable si los inventarios están dañados, si se encuentran parcial o totalmente obsoletos, o por baja rotación.

Los materiales obsoletos son entendidos como aquellos que no se espera que sean vendidos o utilizados en el ciclo de funcionamiento ordinario del Grupo, tales como, por ejemplo, chatarra y materiales tecnológicamente fuera de fecha. Se consideran como materiales de lento movimiento los excedentes a un nivel de stock que puede considerarse razonable, de acuerdo con el uso normal esperado en el ciclo de funcionamiento ordinario. Los inventarios obsoletos y de lento movimiento tienen la posibilidad de uso o realización, que en algunos se materializa como venta de chatarra.

Los elementos de inventario que son consumidos en mantenimientos afectan los resultados del Grupo.

3.1.4. Activos corrientes mantenidos para la venta y actividades discontinuadas

El Grupo clasifica como activos corrientes mantenidos para la venta la propiedad, planta y equipo, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera consolidado se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable.

Estos activos o grupos de activos sujetos a ser desapropiados se llevan al menor entre el importe en libros y el valor razonable menos los costos hasta la venta, y dejan de amortizarse o depreciarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada "Activos no corrientes o grupos de activos mantenidos para la venta" y los pasivos también en una única línea denominada "Pasivos mantenidos para la venta".

A su vez, el Grupo considera actividades discontinuadas a las líneas de negocio significativas y separables que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta, incluyendo, en su caso, aquellos otros activos que junto con la línea de negocio forman parte del mismo plan de venta. Así mismo, se consideran actividades discontinuadas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

Los resultados después de impuestos de las actividades discontinuadas se presentan en una única línea del otro estado de resultado integral consolidado denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas".

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados el Grupo no tiene actividades discontinuadas.

3.1.5. Activos Intangibles

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran al costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, se hayan incurrido.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso. El Grupo evalúa en el reconocimiento inicial si la vida útil de los activos intangibles es definida o indefinida y el período de amortización, el cual es revisado al final de cada ejercicio.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la política de deterioro de valor de los activos.

(a) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo sigue la política de registrar como activo intangible en el estado de situación financiera consolidado los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas. Los gastos de investigación se reconocen directamente en los resultados del ejercicio.

(b) Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos, servidumbres y costo de desarrollo de proyectos. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por el costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran al costo neto de la correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro que, en su caso, se hayan incurrido.

Las vidas útiles en promedio remanentes utilizadas para la amortización son:

| Clase de Intangible | dic-22 | dic-21 |
|------------------------------|---------------|---------------|
| Colombia | | |
| Derechos (*) y servidumbres | 33 | 22 |
| Costos de desarrollo | 7 | - |
| Licencias | - | 5 |
| Programas informáticos | 3 | 3 |
| Panamá | | |
| Licencias | 38 | 39 |
| Concesión | 26 | 26 |
| Guatemala | | |
| Licencias | 5 | 5 |
| Activos de Contrato | 10 | 11 |
| Costa Rica | | |
| Costos de desarrollo | 9 | 10 |
| Programas informáticos | | 3 |
| Otros activos identificables | 3 | 5 |

(*) Hacen referencia a los derechos que el Grupo tiene registrados para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco. Su amortización se reconoce por el método de línea recta. De igual forma en este rubro se clasifica la prima de estabilidad jurídica para el Quimbo la cual permite obtener beneficios tributarios por las inversiones realizadas en esta central; esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo con la vigencia de los beneficios tributarios.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de propiedad, planta y equipo se reconocen como otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados consolidado y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta, el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente.

3.1.6. Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo se reconocen inicialmente por su costo de adquisición y, posteriormente, se valoran al costo neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya incurrido.

Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos por intereses generales y específicos que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que necesariamente requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar preparados para el uso previsto o la venta, se añaden al costo de esos activos, hasta que llega el momento en que los activos están sustancialmente preparados para el uso que se pretende o la venta. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso.
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales para proyectos nuevos, así como tasas de descuento a utilizar.
- Son componentes de propiedad, planta y equipo las piezas de repuesto cuando cumplen con las características de reconocimiento de los activos, estas piezas no hacen parte del inventario de materiales.

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba, es decir cuando se encuentran disponibles para su uso y en las condiciones previstas por la gerencia.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad, eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor costo de los correspondientes activos.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los desembolsos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se registran directamente en el estado de resultados consolidado como costo del periodo en que se incurren.

El Grupo, con base al resultado de las pruebas de deterioro considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos. La propiedad, planta y equipo, neto en su caso del valor residual, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que el Grupo espera utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva. El Grupo no considera significativo el valor residual de sus activos fijos.

Las vidas útiles promedio remanentes utilizadas para la depreciación son:

| Clases de propiedad, planta y equipo | dic-22 | dic-21 |
|----------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Colombia | | |
| Plantas y equipos | | |
| Obra civil plantas y equipos | 53 | 54 |
| Equipos electromecánicos centrales hidroeléctricas | 29 | 30 |
| Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas | 21 | 19 |
| Torres de medición eólica | 3 | 3 |
| Estaciones solares | 7 | 9 |
| Paneles y Misceláneos | 23 | 24 |
| Subestaciones | 25 | 29 |
| Red de alta tensión | 36 | 28 |
| Red de baja y media tensión | 31 | 27 |
| Equipos de medida y telecontrol | 17 | 13 |
| Edificios | 48 | 54 |
| Instalaciones fijas, accesorios y otras | 12 | 11 |
| Activos por derecho de uso | | |
| Edificios | 33 | 62 |
| Vehículos | 2 | 2 |
| Terrenos | 28 | 29 |
| Panamá | | |
| Plantas solares | 29 | 30 |
| Planta hidroeléctrica | 24 | 13 |
| Arrendamientos financieros | | |
| Terrenos | 29 | 30 |
| Edificios | 9 | 10 |
| Vehículos | 2 | 2 |
| Guatemala | | |
| Edificio | 15 | 15 |
| Activos hidroeléctricos y equipos de generación | 33 | 34 |
| Equipo industrial | 5 | 5 |
| Otros Activos | 5 | 5 |
| Vehículos | 5 | 5 |
| Mobiliario y material de oficina | 5 | 5 |
| Equipo de computación | 3 | 3 |
| Línea de transmisión | 29 | 30 |
| Costa Rica | | |
| Planta y equipos | 25 | 25 |
| Edificios | 33 | 37 |
| Instalaciones fijas, accesorios y otras | 6 | 4 |

Para los activos de distribución en el 2014 se realizó la apertura de los activos eléctricos como subestaciones, líneas y redes en el sistema contable y se modificaron las vidas útiles remanentes promedio, las cuales se aplicaron a partir del 1 enero de 2015.

El cambio en las vidas útiles corresponde al promedio de cada categoría, el cual puede variar de un año a otro por el efecto de los activos totalmente depreciados.

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida, excepto por:

- Los que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento, y,
- Los predios inundados ubicados en las centrales de generación hidráulica dado que son depreciables porque no tienen un uso específico luego de la finalización de la vida útil de la central, por lo anterior su costo se deprecia dentro de la línea de plantas, ductos y túneles a 53 años.

El exceso de la depreciación fiscal sobre la contable genera un efecto tributario que se registra como un impuesto diferido pasivo.

Así mismo se definió que a partir de las exigencias ambientales establecidas en el Decreto 1076 de 2015 aplicable a la Central Hidroeléctrica El Quimbo y el Parque Solar El Paso, existe una obligación de desmantelamiento, en un tiempo que el Grupo ha estimado, con base en la vida útil de la central y/o parque. (Ver Nota 19).

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de propiedad, planta y equipo se reconocen como otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados consolidado y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta, el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente.

3.1.7. Deterioro de los activos

(a) Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos)

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existen indicadores de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicador se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Para cada actividad, los activos operan de manera integral y no pueden considerarse los flujos de efectivo independientes por componentes; por lo anterior se toman como Unidades Generadoras de Efectivo UGE cada segmento del Grupo Distribución y Generación. En Centroamérica se define como UGE cada Sociedad.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación de la propiedad, planta y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren, en general, la estimación de los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables. Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Deterioro" del estado de resultados. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos)

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su monto recuperable, aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el ajuste contable. En el caso de la plusvalía, los ajustes contables que se hubieran realizado no son reversibles.

(b) Activos financieros

El Grupo determina la pérdida crediticia esperada en todos sus títulos de deuda, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, ya sea por 12 meses o por el tiempo de vida de los activos, reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

La pérdida crediticia esperada se determinará periódicamente aplicando los modelos definidos por el Grupo Enel de la siguiente manera:

Modelo simplificado colectivo

Se aplica para la cartera comercial de la línea de negocio de distribución considerando las siguientes categorías:

- Residencial.
- Comercial.
- Industrial.
- Oficial.
- Alumbrado Público y
- Otros Negocios (PSVA´s).

El modelo toma como base la información estadística de tres años, a partir de la cual determina los porcentajes de pérdida de crédito esperada para cada rango de vencimiento, multiplicando la probabilidad de Incumplimiento (en Ingles PD Probability of Default) por la pérdida dado el Incumplimiento (en Ingles LGD Loss Given Default), estos porcentajes son aplicados a los saldos de la cartera comercial facturada y estimada.

Modelo simplificado individual

Mediante este modelo se realiza un cálculo de manera homogénea, evaluando individualmente a cada una de las contrapartes con las que se tienen transacciones producto de las operaciones comerciales.

Este modelo se aplica a:

- Los clientes de la cartera comercial de la línea de negocio de distribución, que por sus características requieren un análisis individual.
- La categoría de peajes que cuenta con un bajo número de clientes.
- La totalidad de la cartera comercial de la línea de negocio de generación, dado que en este segmento se gestiona por cliente de manera individual.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cartera facturada y estimada para cada contraparte, multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de incumplimiento (PD): Puede ser provista por un proveedor externo si está disponible, o mediante la evaluación de los estados financieros de la contraparte; en caso de no contar con una PD específica por los mecanismos antes mencionados, de acuerdo con los lineamientos del Grupo Enel se empleará la calificación país menos tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Pérdida dado el incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos del Grupo Enel se empleará el modelo de Basilea II.

Modelo general colectivo

Bajo este modelo se evalúan todos los otros activos financieros diferentes a las cuentas por cobrar comerciales, que están en el alcance de la NIIF 9. Este modelo agrupa las contrapartes en cuatro categorías definidas por el Grupo Enel:

- Administraciones públicas.
- Contrapartes institucionales.
- Préstamos a empleados y
- Otros activos.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cada categoría multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de Incumplimiento (PD): Se determina de acuerdo con los lineamientos de grupo para cada categoría que consideran la calificación del Grupo, de la entidad financiera y del país, en algunos casos deduciendo de la última tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Pérdida dado el Incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará el modelo de Basilea II.

Específicamente para Panamá, la Administración considera que no existe riesgo de crédito para las cuentas por cobrar otras, debido a que la regulación del mercado eléctrico en Panamá establece los mecanismos para mitigar este riesgo, a través de garantías de pago e intereses por atraso. Sin embargo, de identificarse algún saldo con indicativo de incobrabilidad, la Administración registra una provisión para cubrir posibles pérdidas.

3.1.8. Arrendamientos

La NIIF 16 - Arrendamientos establece criterios específicos para el arrendador y el arrendatario así:

Arrendatario

La NIIF 16 establece principios de medición, reconocimiento, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios evalúen los siguientes parámetros bajo un modelo único de arrendamiento financiero.

Un contrato contiene un arrendamiento si transfiere el derecho a controlar el activo identificado, a cambio de una contraprestación. Por lo anterior los siguientes parámetros establecen la transferencia de control:

- Debe existir un activo identificado en el arrendamiento.
- El arrendatario debe tener el derecho a obtener sustancialmente los beneficios económicos por el uso del activo a lo largo del periodo de uso.
- El arrendatario tiene el derecho a dirigir como y para que propósito debe ser utilizado el activo a lo largo del periodo de uso. Esto se determina si:
 - El arrendatario opera el activo a lo largo del periodo de uso, sin que el proveedor tenga el derecho a cambiar las instrucciones de operación o,
 - El arrendatario diseñó el activo de tal forma que predetermina el propósito de uso de este a lo largo del periodo de utilización.

En caso de no cumplirse los parámetros mencionados anteriormente, los contratos no constituirán un arrendamiento bajo los parámetros establecidos en la NIIF 16.

Si se configura un arrendamiento financiero, el arrendatario debe reconocer al inicio del contrato los activos por derechos de uso y pasivos por arrendamiento financiero.

La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para arrendatarios:

- Arrendamientos de activos de "bajo valor", definido como un valor, menor a USD 5.000.
- Arrendamientos a corto plazo (es decir, arrendamientos con un plazo de 12 meses o menos).

En este caso se reconocen en el estado resultados consolidado, y no hay lugar a activos por uso, ni pasivos por arrendamiento.

El pasivo por arrendamiento es medido al valor presente de los pagos no cancelables, durante el plazo pactado en el contrato; descontados usando la tasa de interés implícita en el arrendamiento, o la tasa de interés incremental en la fecha de inicio. Posteriormente, se requiere que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran

ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar los pagos). Se reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso.

Los activos por derecho de uso se miden en el momento inicial al costo, que comprende: i) El pasivo por arrendamiento, ii) los pagos por arrendamiento realizados antes o a partir de la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos, iii) los costos directos iniciales incurridos por el arrendatario y iv) una estimación de los costos a incurrir por el arrendatario por desmantelamiento o restauración del activo.

Los activos por derecho de uso se deprecian de forma lineal durante el plazo más corto entre el plazo del contrato de arrendamiento y la vida útil estimada de los activos.

Se debe reconocer por separado el gasto de intereses, del pasivo por arrendamiento y el gasto por depreciación, del activo por derecho de uso. También se requiere que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar los pagos). Se reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso, excepto las consideraciones que normativamente se pueden reconocer directamente a resultados.

Arrendador

Un arrendador clasifica los arrendamientos como operativos o financieros. Un arrendamiento se clasifica como financiero, cuando se transfieren sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente. En caso de que no se transfieran los riesgos y ventajas asociados al activo subyacente, el arrendamiento será considerado como operativo.

Arrendamientos Financieros

Al inicio del contrato el arrendador reconoce los activos que tiene en arrendamiento y los presenta como una cuenta por cobrar por un valor igual a la inversión neta del arrendamiento.

Cuando un arrendador es fabricante o distribuidor reconoce los ingresos de actividades ordinarias por el valor razonable de los activos subyacentes entregados en arrendamiento descontados a una tasa de interés de mercado. De igual forma reconoce el costo de ventas por el costo o el valor en libros si es distinto del activo subyacente.

Arrendamientos Operativos

El arrendador reconoce los ingresos de forma lineal por los pagos recibidos correspondientes al arrendamiento de los activos subyacentes.

Los activos subyacentes sujetos a ser arrendados se reflejan en el estado de situación financiera consolidado, de acuerdo con la naturaleza de los activos subyacentes.

3.1.9. Provisiones, pasivos y activos contingentes

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros consolidados, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para el Grupo, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera consolidado como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que el Grupo tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros consolidados, sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas en cada cierre contable posterior.

Como parte de las provisiones, el Grupo incluye la mejor estimación de los riesgos por litigios civiles, laborales y fiscales, por lo que no se espera que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados; dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar una fecha cierta de cancelación de la obligación estimada. Al evaluar la probabilidad de pérdida se debe considerar la evidencia disponible, la jurisprudencia y la evaluación de jurídica.

Los riesgos por litigios civiles y laborales que se consideran eventuales se revelan en las notas a los estados financieros consolidados.

Los pasivos contingentes son obligaciones surgidas a raíz de sucesos pasados, cuya existencia está sujeta a la ocurrencia o no de eventos futuros que no se encuentran enteramente bajo el control del Grupo, u obligaciones presentes que surgen de eventos pasados de los cuales no se puede estimar de forma fiable la cuantía de la obligación, o no es probable que tenga lugar una salida de recursos para su cancelación. Los pasivos contingentes no son registrados en los estados financieros consolidados, pero se revelan en notas a los estados financieros consolidado, excepto por los que sean individualmente incluidos en el informe de precios de compra, realizado en una combinación de negocios, cuyo valor razonable pueda ser determinado de forma confiable.

Un activo contingente se da por la ocurrencia, o la no ocurrencia, de uno o más eventos inciertos en el futuro, que no están enteramente bajo el control del Grupo. Se revela cuando sea probable la entrada de beneficios; si la realización del ingreso es prácticamente cierta, se reconoce en los estados financieros consolidados.

El Grupo se abstendrá de reconocer cualquier activo de carácter contingente.

3.1.10. Impuestos

Comprende el valor de los gravámenes de carácter general obligatorio a favor del Estado y a cargo del Grupo, por concepto de las liquidaciones privadas que se determinan sobre las bases impositivas del período fiscal, de acuerdo con las normas tributarias del orden nacional y territorial que rigen en los sitios donde opera el Grupo.

3.1.10.1. Impuesto sobre la renta y complementarios e impuesto diferido

El gasto por impuesto a las ganancias del período comprende el impuesto sobre la renta y el impuesto diferido; que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén vigentes cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tarifa vigente al cierre del año, por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo con la normatividad tributaria vigente con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes, y se registra por el monto del pasivo estimado.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- No es una combinación de negocios y;
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados o en rubros de patrimonio total en el estado de situación financiera consolidado, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

El impuesto sobre la renta se presenta neto, luego de deducir los anticipos pagados y las retenciones en la fuente a favor.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se presentan en forma neta en el estado de situación financiera consolidado, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

3.1.10.2. Impuesto de industria y comercio

En aplicación del artículo 86 de la Ley 2010 de 2019, el Grupo reconoció como gasto del ejercicio la totalidad del impuesto de industria y comercio causado en el año, el valor susceptible de imputarse como descuento tributario se trata como gasto no deducible en la determinación del impuesto sobre la renta en el año, el descuento tributario aplicado disminuye el valor del gasto por impuesto sobre la renta corriente del periodo; sobre los saldos susceptibles de aplicarse como descuento tributario para el año siguiente, se reconoció un activo por impuesto diferido.

3.1.11. Beneficios a empleados

(a) Pensiones

El Grupo tiene compromisos por pensiones, tanto de prestación definida como de aportación definida, que están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones. Para los planes de prestación definida, el Grupo registra el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados, a la fecha de los estados financieros consolidados, se cuenta con estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada; los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones, son reconocidos inmediatamente, los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas. El Grupo no posee activos afectos a estos planes.

(b) Otras obligaciones posteriores a la relación laboral

El Grupo otorga a sus empleados retirados por pensión, beneficios de auxilio educativo, auxilio de energía y auxilio de salud. El derecho a los beneficios mencionados depende generalmente de que el empleado hubiese trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente o cuando la casa matriz lo requiera, por actuarios independientes y calificados.

La retroactividad de las cesantías, consideradas como beneficios post empleo, se liquida a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen, se liquida esta prestación social por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado. En este último caso sólo a un número reducido de trabajadores y las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

El Grupo implementa planes de retiro voluntario que dentro de sus beneficios contemplan rentas temporales para los empleados que se acojan a los mismos y que les falte el tiempo que estipula el plan para tener derecho a la pensión por vejez. El beneficio consiste en el pago de una renta temporal por el tiempo establecido en el acta según lineamientos del plan; el valor de la renta se pagará sobre el salario promedio de cada trabajador a la fecha de retiro. Estos pagos se harán mediante los recursos colocados por el Grupo en una cuenta de un fondo privado y asignados a cada empleado que se acogió al plan; se le da el tratamiento de un beneficio post empleo dado que es responsabilidad del Grupo suministrar los recursos adicionales que se requieran al fondo para cubrir esta obligación o recibir el reintegro en caso de haber excedentes.

La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

(c) Beneficios de largo plazo

El Grupo reconoce a sus empleados activos beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos.

Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente o cuando la matriz lo requiera, por actuarios independientes calificados.

(d) Beneficios por créditos a empleados

El Grupo concede a sus empleados créditos a tasas inferiores a las de mercado, razón por la cual, se calcula el valor presente de los mismos descontando los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, con cargo a las cuentas por cobrar. El beneficio se amortiza durante la vida del préstamo como mayor valor de los gastos por personal y las cuentas por cobrar se actualizan al costo amortizado reflejando su efecto financiero en el estado de resultados.

3.1.12. Estimación del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración entre las que se destacan las utilizadas para las obligaciones financieras que se registran al valor razonable en el momento de su desembolso, como contractualmente se han definido, de acuerdo a un mercado activo para pasivos con características similares; en ambos casos (activos y pasivos) con los datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos;

Nivel 2: Datos de entrada diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo "Bloomberg"; y

Nivel 3: Datos de entrada para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (datos de entrada no observables).

Al medir el valor razonable el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso; para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio del Grupo.

En el caso de activos y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

3.1.13. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

El Grupo presenta en su Estado de Situación Financiera consolidado los activos y pasivos clasificados en corrientes y no corrientes, una vez excluidos los activos disponibles para la venta al igual que los pasivos disponibles para la venta. Los activos son clasificados como corrientes cuando se pretenden realizar, vender o consumir durante el ciclo normal de las operaciones del Grupo o dentro de los siguientes 12 meses después del período del que se informa, todos los demás activos son clasificados como no corrientes. Los pasivos corrientes son los que el Grupo espera liquidar dentro del ciclo normal de operación o dentro de los siguientes 12 meses después del período del que se informa, todos los demás pasivos se clasifican como no corrientes.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes, en todos los casos.

3.1.14. Reconocimiento de Ingresos

El Grupo aplica un modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes basado en 5 etapas que son:

Etapas 1: Identificar el contrato o contratos con clientes.

Etapas 2: Identificar las obligaciones de desempeño en el contrato.

Etapas 3: Determinar el precio de la transacción.

Etapas 4: Asignar el precio de la transacción entre las obligaciones de desempeño del contrato.

Etapas 5: Reconocer el ingreso de actividades ordinarias cuando (o a medida que) la entidad satisface una obligación de desempeño.

El modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes contempla lo siguiente:

(a) Enfoque de cartera:

Con el objetivo de identificar los bienes y/o servicios prometidos en los contratos con clientes el Grupo aplica la solución práctica que permite agruparlos en "Categorías o Clúster" cuando poseen características similares en los términos y condiciones contractuales.

Estas categorías son determinadas utilizando las siguientes tipificaciones: a) Tipo de bienes o servicios ofrecidos (electricidad, servicios de valor añadido); b) Tipología de mercado (regulado, no regulado); o c) Tipo de cliente (tamaño, tipo, sector).

(b) Contratos con múltiples bienes y/o servicios:

Se configura un contrato con múltiples bienes y servicios, cuando el Grupo identifica varias obligaciones de desempeño en la transferencia de bienes y/o servicios ofrecidos a los clientes, y estas se satisfacen de manera independiente.

(c) Satisfacción de las obligaciones de desempeño:

La satisfacción de las obligaciones de desempeño de acuerdo con el patrón de transferencia del control de los bienes y/o servicios comprometidos a los clientes, se realiza:

- A lo largo del tiempo.
- En un punto del tiempo.

Se satisfacen las obligaciones de desempeño a lo largo del tiempo cuando:

- El cliente consume de forma simultánea los beneficios proporcionados por el desempeño de la entidad a medida que el Grupo los realiza.
- El desempeño del Grupo crea o mejora un activo que el cliente controla a medida que se crea o mejora.
- El desempeño del Grupo crea o mejora un activo con un uso alternativo para la misma. El Grupo tiene el derecho exigible al pago del desempeño que haya completado a la fecha.

El ingreso se reconoce de acuerdo con la medición de la satisfacción de las obligaciones de desempeño. La medición de la satisfacción de las obligaciones de desempeño a lo largo de tiempo se realiza mediante dos tipos de métodos:

Métodos de Producto: Se realizan con base en mediciones directas de los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.

Métodos de Recursos: Se realizan en relación con los recursos totales esperados.

(d) Contraprestaciones variables:

Si la contraprestación prometida en un contrato incluye un importe variable, el Grupo estimará el importe de la contraprestación a la cual tendrá derecho a cambio de la transferencia de bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.

(e) Contratos con modificaciones:

Estos se configuran cuando se presentan cambios en el alcance o en el precio aprobados por las partes, que crean nuevos derechos y obligaciones exigibles en el contrato a cambio de los bienes y/o servicios ofrecidos a los clientes.

(f) Consideración como principal o agente:

Cuando se encuentre involucrado un tercero en proporcionar bienes y/o servicios a un cliente, el Grupo deberá determinar si el compromiso de cumplir con las obligaciones de desempeño está a su cargo o a cargo de una tercera parte. En caso de que el Grupo controle los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y satisfaga las obligaciones de desempeño por sí misma, esta actúa como principal. En caso contrario actúa como agente.

Cuando el Grupo controla y satisface las obligaciones de desempeño con los clientes actúa como principal y reconoce como ingreso el importe bruto de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de los bienes y/o servicios transferidos. Cuando el control y satisfacción de las obligaciones de desempeño están a cargo de una tercera parte; el Grupo actúa como agente y reconoce los ingresos por el importe neto de la contraprestación que tiene derecho.

Costos del contrato:

Se podrá reconocer un activo por los costos de obtener o cumplir un contrato.

Activos y pasivos contractuales:

El Grupo reconocerá un activo y un pasivo contractual, en la medida que se presentan las siguientes circunstancias en el suministro de bienes y servicios:

Activo contractual: Se presenta como el derecho que tiene el Grupo a una contraprestación a cambio del suministro de bienes y/o servicios transferidos a los clientes, cuando ese derecho está condicionado por algo distinto al paso del tiempo.

Pasivo del contrato: Corresponde a la obligación que tiene el Grupo de transferir bienes y/o servicios a los clientes, por los que el Grupo ha recibido una contraprestación por parte de los clientes.

3.1.15. Ingresos y costos financieros

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el periodo de devengo correspondiente.

3.1.16. Reconocimiento de costos y gastos

El Grupo reconoce sus costos y gastos en la medida en que ocurran los hechos económicos en forma tal que queden registrados sistemáticamente en el periodo contable correspondiente, independiente del flujo de recursos monetarios o financieros. Los gastos están conformados por las erogaciones que no clasifican para ser registradas como costo o como inversión.

Dentro de los costos se incluyen las compras de energía, combustibles, costos de personal o terceros directamente relacionados con la venta o prestación de servicios, mantenimiento de los activos, costos del sistema de transmisión depreciaciones, amortizaciones, entre otros.

Dentro de los gastos se incluyen, impuestos, servicios públicos, entre otros. Todos ellos incurridos por los procesos responsables de la venta o prestación de los servicios.

Se incluyen como inversión, aquellos costos directamente relacionados con la formación o adquisición de un activo que requiere un período sustancial de tiempo para ponerlo en condiciones de utilización y venta.

Se capitalizan como construcciones en curso: los costos de personal directamente relacionado con la construcción de proyectos, los costos por intereses de la deuda destinada a financiar proyectos y los costos de mantenimientos mayores que aumentan la vida útil de activos existentes, entre otros.

3.1.17. Capital social

Las acciones comunes con o sin dividendo preferente se clasifican en el patrimonio.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones u opciones se muestran en el patrimonio como una deducción del monto recibido neto de impuestos.

3.1.18. Reservas

Se registran como reservas las apropiaciones autorizadas por la Asamblea General de Accionistas, con cargo a los resultados del año para el cumplimiento de disposiciones legales o para cubrir los planes de expansión o necesidades de financiamiento.

La disposición legal que contempla la constitución de reservas aplicables a el Grupo es la siguiente:

El Código de Comercio exige a el Grupo apropiar el 10% de sus utilidades netas anuales determinadas bajo las normas contables locales como reserva legal hasta que el saldo de esta reserva sea equivalente al 50% del capital suscrito. La reserva legal obligatoria no es distributable antes de la liquidación del Grupo, pero puede utilizarse para absorber o reducir pérdidas netas anuales. Son de libre disponibilidad para los accionistas los saldos de la reserva en exceso del 50% del capital suscrito.

Hasta el 2016, el artículo 130 del estatuto tributario, contemplaba la apropiación de las utilidades netas equivalentes al 70% del mayor valor de la depreciación fiscal sobre la depreciación contable, calculada bajo normas contables locales. Este artículo fue derogado por la ley 1819 del 2016 en el artículo 376; por lo anterior a partir del 2017 no se apropia esta reserva, pero se mantienen las reservas de años anteriores.

3.1.19. Utilidad por acción

La utilidad básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia neta del periodo atribuible a los accionistas del Grupo y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de las mismas en circulación durante dicho periodo, a partir de la fusión de Enel Colombia, no se cuenta con acciones con dividendo preferente.

3.1.20. Distribución de dividendos

Las leyes mercantiles de Colombia establecen que, una vez efectuadas las apropiaciones para la reserva legal, reserva estatutaria u otras reservas y el pago de impuestos, se distribuirá el remanente entre los accionistas, de acuerdo con el proyecto de distribución de utilidades presentado por la administración del Grupo y aprobado por la Asamblea General de Accionistas. El pago del dividendo se hará en dinero efectivo, en las fechas que acuerde la Asamblea General de Accionistas al decretarlo y a quien tenga la calidad de accionista en el momento de hacerse exigible cada pago.

Cuando corresponda absorber pérdidas, estas se enjugarán con las reservas que hayan sido destinadas especialmente para ese propósito y, en su defecto, con la reserva legal. Las reservas cuya finalidad fuere la de absorber determinadas pérdidas no se podrán emplear para cubrir otras distintas, salvo que así lo decida la Asamblea General de Accionistas.

Al cierre de ejercicio se determina el monto de la obligación con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro "cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" y en el rubro "cuentas por pagar a entidades relacionadas", según corresponda, con cargo al patrimonio total. Los dividendos provisorios y definitivos se registran como menor valor del "patrimonio total" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en primera instancia es por la Junta Directiva del Grupo y en segunda instancia la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

Panamá y Costa Rica se enmarcan en la generalidad descrita previamente.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

En Guatemala, el Decreto 10-2012 Ley de actualización tributaria en Guatemala, establece que, una vez efectuada la reserva legal del 5%, se podrá distribuir a los accionistas las utilidades acumuladas fiscales en quetzales, de acuerdo con el proyecto de distribución de acciones presentado por la administración del Grupo y aprobado por la Asamblea General. El pago del dividendo se hará en dinero efectivo, en las épocas que acuerde la Asamblea General al decretarlo y a quien tenga la calidad de accionista al tiempo de hacerse exigible cada pago. Este pago estará sujeto a una retención del 5% en el momento que se realice el pago o acreditamiento.

3.1.21. Segmentos de operación

Un segmento de operación es un componente de una entidad:

- que desarrolla actividades de negocio de las que puede obtener ingresos de las actividades ordinarias e incurrir en gastos (incluidos los ingresos de las actividades ordinarias y los gastos por transacciones con otros componentes de la misma entidad).
- cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento; y
- sobre el cual se dispone de información financiera diferenciada.

El Grupo para todos sus efectos, de acuerdo a los lineamientos de la NIIF 8 cuenta con dos segmentos: Distribución y Generación asociados al negocio de energía; sin embargo el Grupo desarrolla otras actividades como la comercialización de gas, emisión y comercialización de bonos de carbono, alquiler de infraestructura de alumbrado público y otros negocios que no se consideran como segmentos independientes, teniendo en cuenta que son involucrados en la toma de decisiones de la dirección, dentro de los segmentos mencionados dado que tienen aspectos en común como el grupo de clientes a quien va dirigido.

De acuerdo con la ubicación geográfica se desarrollan actividades en Colombia y Centroamérica en los países de Panamá, Costa Rica y Guatemala.

4. Efectivo y equivalentes al efectivo

| | <u>Al 31 de diciembre de 2022</u> | <u>Al 31 de diciembre de 2021</u> |
|----------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Saldos en bancos | \$ 912.219.573 | \$ 191.832.080 |
| Depósitos (a) | 266.369.635 | - |
| Otro efectivo y equivalentes al efectivo (b) | 36.675.665 | 21.868.433 |
| Efectivo en caja | 77.925 | 945 |
| | <u>\$ 1.215.342.798</u> | <u>\$ 213.701.458</u> |

El detalle del efectivo y equivalentes al efectivo en pesos por tipo de moneda presentado en la parte superior es el siguiente:

| <u>Detalle por moneda (*)</u> | <u>Al 31 de diciembre de 2022</u> | <u>Al 31 de diciembre de 2021</u> |
|-------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Pesos Colombianos | \$ 757.293.933 | \$ 205.537.205 |
| Dólares Americanos | 454.795.277 | 8.164.253 |
| Colón Costarricense | 3.228.527 | - |
| Quetzal Guatemalteco | 25.061 | - |
| | <u>\$ 1.215.342.798</u> | <u>\$ 213.701.458</u> |

(*) Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 31 de diciembre 2022 y 31 de diciembre de 2021 de \$4.810,20 y \$3.981,16 por US\$1, respectivamente.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

(a) Corresponde a CDTs:

| Entidad | Valor | Fecha de inicio | Fecha fin | Plazo | Tasa EA |
|-------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------|------------|-------|---------|
| Bank of Nova Scotia (Panamá) S.A. | \$ 144.306.000 | 27/01/2022 | 23/01/2023 | 360 | 1,45% |
| Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex) | 122.063.635 | 06/12/2022 | 20/04/2023 | 135 | 5,25% |
| | \$ 266.369.635 | | | | |

(b) El otro efectivo y equivalente de efectivo está compuesto principalmente por las carteras colectivas que corresponden a operaciones habituales que realiza diariamente la tesorería a estas entidades, con el fin de canalizar los recursos procedentes del recaudo y disponerlos para el manejo de la liquidez de corto plazo del Grupo.

El efectivo y equivalentes al efectivo son mantenidos principalmente en bancos e instituciones financieras, que están calificadas entre el rango AA- y AAA+, según las agencias calificadoras (Standard & Poors, Fitch Rating).

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el Grupo presenta garantías para respaldar las operaciones de futuros con trading. (Ver Nota 42).

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes de efectivo es de \$482.248 y \$4.719, respectivamente.

Se percibieron dividendos de las siguientes compañías de Centroamérica así:

| Sociedad | Dividendos 2022 (USD) | Retención | Total Pagado | Años que genero utilidad |
|---------------------------------------|-----------------------|---------------------|----------------------|--------------------------|
| Generadora de Occidente Ltda. | \$ 40.400.000 | \$ 2.020.000 | \$ 38.380.000 | 2015-2019 |
| Renovables de Guatemala S.A. | 6.600.000 | 330.000 | 6.270.000 | 2014 |
| Transmisora de Energía Renovable S.A. | 4.400.000 | 220.000 | 4.180.000 | 2014-2017 |
| Generadora Montecristo S.A. | 3.400.000 | 170.000 | 3.400.000 | 2014-2021 |
| TOTAL | \$ 54.800.000 | \$ 2.740.000 | \$ 52.060.000 | |

| Sociedad | Dividendos 2022 (USD) | Retención | Total Pagado | Años que genero utilidad |
|-------------------------|-----------------------|-------------------|----------------------|--------------------------|
| Enel Panamá CAM, S.R.L. | \$ 50.983.006 | \$ 169.345 | \$ 50.813.661 | 2018-2020 |
| TOTAL | \$ 50.983.006 | \$ 169.345 | \$ 50.813.661 | |

Así mismo; el 23 de agosto de 2022 Colombia ZE S.A.S. pagó dividendos por \$510.718 a Enel Colombia S.A. E.S.P.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 se han realizado pagos de dividendos por \$3.658.723.560 y \$1.994.439.875, respectivamente.

A continuación, se detalla el movimiento de los pasivos que se originan por actividades de financiación al 31 de diciembre de 2022 y 2021, incluyendo aquellos movimientos que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo:

| | Flujos de efectivo | | | Cambios distintos al efectivo | | | | Saldo a 31 de diciembre de 2022 |
|------------------------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|------------------------------|--------------------------------------|-----------------------|-----------------------------|---------------------|---------------------------------|
| | Saldo a 1 de enero de 2022 | Importes procedentes préstamos | Pagos, préstamos e intereses | Otros importes asociados al efectivo | Intereses causados | Contratos de arrendamientos | Valoración MTM | |
| Bonos | \$ 1.870.489.779 | \$ - | \$ (1.297.689.791) | \$ 2.230.602.707 | \$ 429.515.620 | \$ - | \$ - | 3.232.918.315 |
| Préstamos y obligaciones bancarias | 451.452.900 | 2.041.331.850 | (728.350.967) | 1.945.103.631 | 222.742.952 | - | - | 3.932.280.366 |
| Pasivos por arrendamientos | 82.774.592 | - | (40.977.936) | 119.357.439 | 17.786.508 | 115.734.867 | - | 294.675.470 |
| Instrumentos derivados | 41.864 | - | (63.690.436) | 63.648.572 | - | - | 4.615.446 | 4.615.446 |
| Línea de crédito | 53.452 | - | - | (83.743) | 30.291 | - | - | - |
| Securitización | - | 130.262.494 | (130.262.494) | - | - | - | - | - |
| Total pasivos por actividades de financiación | \$ 2.404.812.587 | \$ 2.171.594.344 | \$ (2.260.971.624) | \$ 4.358.628.606 | \$ 670.075.371 | \$ 115.734.867 | \$ 4.615.446 | \$ 7.464.489.597 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

| | Flujos de efectivo | | | Cambios distintos al efectivo | | | | Saldo a 31 de diciembre de 2021 |
|------------------------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|-----------------------|-----------------------------|--------------------|---------------------------------|
| | Saldo a 1 de enero de 2021 | Importes procedentes préstamos | Pago de préstamos e intereses | Otros importes asociados al efectivo | Intereses causados | Contratos de arrendamientos | Valoración MTM | |
| Bonos | \$ 2.755.823.708 | \$ - | \$ (1.036.511.149) | \$ (2.376.605) | \$ 153.553.825 | \$ - | \$ - | \$ 1.870.489.779 |
| Préstamos y obligaciones Bancarias | - | 1.100.000.000 | (664.387.780) | - | 15.840.680 | - | - | 451.452.900 |
| Pasivos por arrendamientos | 7.729.440 | - | (6.330.494) | 8.995.556 | 359.381 | 72.020.709 | - | 82.774.592 |
| Instrumentos derivados | 1.741.469 | - | 1.880.632 | (1.880.632) | - | - | (1.699.605) | 41.864 |
| Línea de crédito | 168.249 | - | - | (168.249) | 53.452 | - | - | 53.452 |
| Préstamos vinculadas | - | 45.000.000 | (45.112.006) | - | 112.006 | - | - | - |
| Securitización | - | 44.525.658 | (44.525.658) | - | - | - | - | - |
| Total pasivos por actividades de financiación | \$ 2.765.462.866 | \$ 1.189.525.658 | \$ (1.794.986.455) | \$ 4.570.070 | \$ 169.919.344 | \$ 72.020.709 | (1.699.605) | \$ 2.404.812.587 |

5. Otros activos financieros

| | Al 31 de diciembre de 2022 | | Al 31 de diciembre de 2021 | |
|---------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------|
| | Corriente | No corriente | Corriente | No corriente |
| Instrumentos derivados de cobertura (1) | \$ 148.605.744 | \$ 65.204.240 | \$ 2.612.348 | \$ - |
| Fideicomisos | 8.500.090 | - | 5.134.456 | - |
| Fideicomisos (2) | 8.500.243 | - | 5.135.164 | - |
| Deterioro fideicomisos (*) | (153) | - | (708) | - |
| Embargos judiciales | 6.553.649 | - | 4.162.635 | - |
| Embargos judiciales (3) | 6.595.007 | - | 4.192.500 | - |
| Deterioro embargos judiciales (*) | (41.358) | - | (29.865) | - |
| Otros activos (4) | (49.346.745) | 432.465.948 | - | - |
| Garantías mercados derivados energéticos | 653.907 | - | 855.579 | - |
| Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (5) | - | 2.995.695 | - | 481.721 |
| | \$ 114.966.645 | \$ 500.665.883 | \$ 12.765.018 | \$ 481.721 |

(*) Ver nota 7, numeral 3, este valor hace parte del deterioro del modelo general colectivo.

(1) El Grupo al 31 de diciembre de 2022 tiene constituidos setenta y cinco (75) derivados de cobertura de flujo de caja y un (1) Swap de interés con valoración activa así:

| Derivado | Subyacente | Banco | Factor Riesgo | Fecha Vencimiento | Nocional Activo | Moneda | Tasa Fijada | Corriente | No Corriente |
|----------|------------------------------------|----------------------------|-----------------|-------------------|-----------------|--------|-------------|------------|--------------|
| Forward | Cobertura tasa de Cambio Deuda USD | BNP Paribas | Tipo de cambio | 3/03/2023 | 61.274.500 | USD | 4.014.00 | 51.237.028 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | JPMORGAN_GB | Tipo de cambio | 5/04/2023 | 42.000.000 | USD | 3.976.50 | 37.590.715 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/01/2023 | 110.000.000 | CNH | 606.20 | 10.254.248 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 28/04/2023 | 110.000.000 | CNH | 655.26 | 6.541.098 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 31/03/2023 | 100.000.000 | CNH | 665.93 | 4.444.473 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | JPMORGAN_GB | Cash Flow Hedge | 30/06/2023 | 6.169.902 | USD | 4.252.50 | 4.239.754 | - |
| Forward | Cobertura Cosenit USD | Scotiabank Colpatría S.A. | Cash Flow Hedge | 23/02/2023 | 3.467.662 | USD | 3.970.36 | 3.001.388 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | JPMORGAN_GB | Cash Flow Hedge | 31/01/2023 | 10.000.000 | USD | 4.580.75 | 2.519.684 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 28/02/2023 | 10.625.722 | USD | 4.622.27 | 2.494.898 | - |
| Forward | Cobertura Cosenit USD | Scotiabank Colpatría S.A. | Cash Flow Hedge | 23/02/2023 | 2.750.277 | USD | 3.962.23 | 2.402.270 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | BBVA Colombia | Cash Flow Hedge | 28/02/2023 | 110.000.000 | CNH | 686.96 | 2.008.420 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | JPMORGAN_GB | Cash Flow Hedge | 31/03/2023 | 7.292.438 | USD | 4.648.00 | 1.716.869 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Banco de Bogotá S.A. | Cash Flow Hedge | 2/10/2023 | 1.500.000 | USD | 4.178.54 | 1.224.713 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | BBVA Colombia | Cash Flow Hedge | 31/05/2023 | 39.633.039 | CNH | 698.72 | 938.143 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 30/11/2023 | 1.000.000 | USD | 4.167.98 | 876.316 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 31/10/2023 | 1.000.000 | USD | 4.147.98 | 874.648 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 2/10/2023 | 1.000.000 | USD | 4.127.98 | 874.075 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA | Cash Flow Hedge | 31/08/2023 | 1.000.000 | USD | 4.277.50 | 709.037 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA | Cash Flow Hedge | 31/08/2023 | 1.000.000 | USD | 4.277.50 | 709.037 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA | Cash Flow Hedge | 31/07/2023 | 1.000.000 | USD | 4.254.25 | 705.287 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA | Cash Flow Hedge | 31/07/2023 | 1.000.000 | USD | 4.254.25 | 705.287 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA | Cash Flow Hedge | 30/06/2023 | 1.000.000 | USD | 4.233.92 | 704.084 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA | Cash Flow Hedge | 30/06/2023 | 1.000.000 | USD | 4.233.92 | 704.084 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA | Cash Flow Hedge | 31/05/2023 | 1.000.000 | USD | 4.213.41 | 697.062 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA | Cash Flow Hedge | 31/05/2023 | 1.000.000 | USD | 4.213.41 | 697.062 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 29/12/2022 | 1.300.000 | USD | 4.309.27 | 645.423 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/03/2023 | 16.642.360 | USD | 4.852.32 | 633.460 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 28/02/2023 | 2.485.633 | USD | 4.622.27 | 583.622 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 31/08/2023 | 1.000.000 | USD | 4.433.21 | 569.374 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | BBVA Colombia | Trading | 1/02/2023 | 71.023.917 | CNH | 692.44 | 683.892 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 31/07/2023 | 1.000.000 | USD | 4.412.21 | 562.841 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 31/08/2023 | 500.000 | USD | 4.109.98 | 433.398 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 31/07/2023 | 500.000 | USD | 4.089.98 | 431.306 | - |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
 Notas a los Estados Financieros Consolidados
 (En miles de pesos)

| Derivado | Subyacente | Banco | Factor Riesgo | Fecha | | Nocional Activo | Moneda | Tasa Fijada | Corriente | No Corriente |
|-------------------------|----------------------------------------|----------------------------|-----------------|-------------|--|-----------------|--------|---------------|--------------------|-------------------|
| | | | | Vencimiento | | | | | | |
| Forward | Inversiones/proyecto | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 28/04/2023 | | 9.997.581 | USD | 4.880,32 | 371.066 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/01/2023 | | 500.000 | USD | 4.133,43 | 347.847 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/01/2023 | | 500.000 | USD | 4.133,43 | 347.847 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | BBVA Colombia | Cash Flow Hedge | 31/05/2023 | | 18.706.382 | CNH | 706,24 | 309.670 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | JPMORGAN_GB | Cash Flow Hedge | 30/06/2023 | | 500.000 | USD | 4.390,81 | 280.711 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 31/05/2023 | | 500.000 | USD | 4.366,21 | 278.757 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 2/05/2023 | | 500.000 | USD | 4.343,96 | 278.228 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 31/03/2023 | | 500.000 | USD | 4.321,71 | 277.674 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 31/01/2023 | | 500.000 | USD | 4.275,21 | 277.520 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 28/02/2023 | | 500.000 | USD | 4.296,71 | 277.405 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | BBVA Colombia | Cash Flow Hedge | 31/05/2023 | | 41.105.095 | CNH | 717,25 | 252.362 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 30/06/2023 | | 36.003.878 | CNH | 722,57 | 249.778 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | Citibank Colombia S.A. | Trading | 9/02/2023 | | 6.101.349 | USD | 4.803,72 | 240.927 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA | Cash Flow Hedge | 2/05/2023 | | 300.000 | USD | 4.190,98 | 209.147 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA | Cash Flow Hedge | 2/05/2023 | | 300.000 | USD | 4.190,98 | 209.147 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/01/2023 | | 3.828.400 | USD | 4.793,32 | 159.250 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | Citibank Colombia S.A. | Trading | 16/03/2023 | | 3.619.347 | USD | 4.837,07 | 141.153 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | BKOFAMERICA_US | Trading | 19/01/2023 | | 3.357.640 | USD | 4.784,82 | 131.590 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Banco de Bogotá S.A. | Cash Flow Hedge | 2/01/2023 | | 1.400.000 | USD | 4.292,05 | 103.568 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | Citibank Colombia S.A. | Trading | 9/02/2023 | | 2.052.434 | USD | 4.803,72 | 81.045 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/03/2023 | | 100.000 | USD | 4.178,00 | 69.564 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/03/2023 | | 100.000 | USD | 4.178,00 | 69.564 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 28/02/2023 | | 100.000 | USD | 4.155,49 | 69.376 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 28/02/2023 | | 100.000 | USD | 4.155,49 | 69.376 | - |
| Forward | Cobertura Cosenit USD | Scotiabank Colpatría S.A. | Cash Flow Hedge | 23/02/2023 | | 55.325 | USD | 3.970,69 | 47.868 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | BKOFAMERICA_US | Trading | 19/01/2023 | | 1.179.304 | USD | 4.784,82 | 46.218 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | BBVA España | Cash Flow Hedge | 31/05/2023 | | 665.142 | EUR | 5.288,01 | 31.178 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | Citibank Colombia S.A. | Trading | 16/02/2023 | | 608.782 | USD | 4.810,12 | 24.075 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/01/2023 | | 450.789 | USD | 4.793,32 | 18.751 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | Citibank Colombia S.A. | Trading | 16/03/2023 | | 466.627 | USD | 4.837,07 | 18.198 | - |
| Forward | Cobertura Cosenit USD | Scotiabank Colpatría S.A. | Cash Flow Hedge | 23/02/2023 | | 1.012.657 | USD | 4.847,90 | 9.878 | - |
| Forward | Frontera | Scotiabank Colpatría S.A. | Cash Flow Hedge | 23/02/2023 | | 121.519 | USD | 4.819,34 | 4.570 | - |
| Forward | Inversiones/proyecto | BBVA España | Trading | 23/02/2023 | | 120.590 | EUR | 5.173,01 | 3.528 | - |
| Forward | Cobertura Cosenit USD | Scotiabank Colpatría S.A. | Cash Flow Hedge | 23/02/2023 | | 203.931 | USD | 4.847,90 | 1.989 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 2/10/2023 | | 700.000 | USD | 5.086,57 | 1.446 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/10/2023 | | 700.000 | USD | 5.117,41 | 848 | - |
| Forward | Cobertura Cosenit USD | Scotiabank Colpatría S.A. | Cash Flow Hedge | 23/02/2023 | | 67.977 | USD | 4.847,90 | 663 | - |
| Forward | Cobertura Cosenit USD | Scotiabank Colpatría S.A. | Cash Flow Hedge | 23/02/2023 | | 54.315 | USD | 4.847,90 | 530 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 30/11/2023 | | 500.000 | USD | 5.149,52 | 393 | - |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 30/06/2023 | | 200.000 | USD | 4.987,97 | 43 | - |
| Swap | Cobertura tasa de Interés deuda en IBR | Scotiabank Colpatría S.A. | Interés | 14/05/2026 | | 400.000.000.000 | COP | BR 3M + 0.75% | - | 63.778.382 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | BNP Paribas | Cash Flow Hedge | 2/01/2024 | | 1.000.000 | USD | 4.197,98 | - | 869.224 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Banco de Bogotá S.A. | Cash Flow Hedge | 2/01/2024 | | 1.200.000 | USD | 4.650,78 | - | 556.634 |
| Total valoración | | | | | | | | | 148.605.744 | 65.204.240 |

(2) Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 el saldo de los fideicomisos corresponde a:

| | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Fideicomisos Embalse Tominé (a) | \$ 6.963.124 | \$ 3.177.232 |
| Fideicomisos Embalse Muña (a) | 1.351.103 | 691.146 |
| Fideicomiso Proyecto FAER (b) | 151.270 | - |
| Fideicomisos Proyecto ZOMAC (c) | 34.746 | 347.762 |
| Fideicomisos El Quimbo (d) | - | 919.024 |
| Total | \$ 8.500.243 | \$ 5.135.164 |

Los fideicomisos existentes en el Grupo tienen una destinación específica y respaldan obligaciones contratadas en proyectos clave para el negocio, que aclaran su destinación. Los valores del detalle anterior se presentan sin deterioro.

(a) El saldo a 31 de diciembre de 2022 corresponde a los fideicomisos con BBVA S.A. así:

Embalse de Tominé Fiduciaria Fideicomiso No. 31636 por \$6.272.540 y Fideicomiso No. 31555 por \$690.584, destinados para la administración, operación, mantenimiento y mejoramiento del embalse de conformidad con la resolución No 0776 de 2008. Con el Embalse de Muña Fiduciaria el Fideicomiso No. 31683 por valor de \$1.350.741 y el Fideicomiso 32374 por \$362 destinados para el cumplimiento al fallo del Consejo de Estado dentro de la acción popular radicada con el No 479 de 2001 y para el cumplimiento de la resolución No 1153 del 17 de junio de 2015 para la elaboración del Plan de Manejo Ambiental del Embalse del Muña.

(b) Corresponde al fideicomiso de proyectos FAER para la construcción de redes eléctricas en zonas rurales del sistema interconectado nacional.

- (c) El Fideicomiso ZOMAC CDI Cundinamarca, se constituyó a partir de la aprobación de la Agencia de Renovación del Territorio (ART) de vinculación por el pago del impuesto sobre la renta y complementarios para el período gravable 2019, mediante la ejecución de proyectos viabilizados de trascendencia social en los diferentes municipios ubicados en zonas más afectadas por el conflicto armado (ZOMAC).
- (d) El Fideicomiso El Quimbo se constituyó con Corficolombiana S.A., para atender compromisos derivados de la construcción de la central hidroeléctrica.
- (3) Al 31 de diciembre de 2022, el saldo corresponde principalmente a embargos ejecutados sobre las cuentas bancarias de la Compañía Enel Colombia S.A. E.S.P., por procesos laborales, civiles y tributarios.
- (4) A 31 de diciembre de 2022 el Grupo recibió por concepto de intereses \$3.190.356 correspondientes al Swap de cobertura de tasa de interés deuda en IBR.

Al 31 de diciembre de 2022, corresponde al deterioro de los activos y pasivos de las compañías Usme ZE S.A.S; Fontibón ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S. y Colombia ZE S.A.S., por el importe recuperable del 80%, según el acuerdo de transacción firmado con AMP; con el cual esta compañía pagará el equivalente al 80% del capital y prima en colocación de acciones de la sociedad Colombia ZE S.A.S.

Centroamérica:

Al 31 de diciembre de 2022 las compañías de Centroamérica tienen un saldo neto de \$434.848.624 que corresponden principalmente a:

- Enel Panamá CAM, S.R.L. mantiene saldos por cobrar a bancos locales por intereses devengados en depósitos que se pagan al vencimiento del plazo de estos por \$2.382.676. En el activo no corriente, se presentan un valor de \$199.828.460 que corresponde a depósitos restringidos por US \$41.484.800, correspondientes a un Escrow Account, colocados en el Banco Scotiabank S.A. con vencimientos en el año 2027, para cancelar el último hito de pago cesión de contratos PPA firmado entre Enel Fortuna S.A. y Sinolam Smarter Energy LNG Group INC.
- Para Enel Green Power Costa Rica S.A., se tiene un activo financiero no corriente que se deriva del derecho a cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) un monto anual de US\$150 por kilovatio de potencia contratada por disponibilidad de la Central, equivalente a US\$7.350.000 anuales. Dicho cobro se realizará mensualmente y se ajustará ante cualquier incumplimiento de la disponibilidad comprometida de la planta. La gerencia ha considerado que el riesgo de incumplimiento es mínimo y ha contemplado el monto total por kilovatio para estimar el activo financiero. El activo financiero ha sido determinado como el valor presente de los cargos futuros por disponibilidad descontados al costo promedio ponderado de capital (WACC) de 7.02%, correspondiente al WACC estimado por la Gerencia a una fecha cercana a la notificación de la orden de proceder con la construcción de la Planta, que fue el 26 de septiembre de 2011. Se ha considerado el cobro sobre la disponibilidad de la Planta desde el inicio de operaciones comerciales el 9 de diciembre de 2016 hasta el final del plazo del PPA en septiembre de 2031.

- (5) Las inversiones financieras en sociedades no cotizadas son:

| Títulos participativos en acciones | Actividad económica | Acciones ordinarias | % Participación | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre 2021 |
|--------------------------------------------------|---------------------|---------------------|-----------------|----------------------------|-------------------------|
| Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (a) | Comercial | 2.500 | 20% | \$ 2.500.000 | - |
| Derivex S.A. (b) | Comercial | 38.262 | 4,76% | 488.377 | 481.721 |
| Acciones de cuantía menor en otras compañías (c) | Energía | | | 7.318 | - |
| Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. (d) | Energía | 109.353.394 | 0,22% | - | - |
| | | | | \$ 2.995.695 | 481.721 |

- (a) El Grupo por medio del voto escrito el 28 de noviembre de 2022, autorizó la capitalización en la sociedad Operadora Distrital de Transporte S.A.S., por un monto de 2.500.000 equivalente a 2.500 acciones por una participación del 20% de su composición accionaria.
- (b) El Grupo en mayo de 2019 adquirió 35.764 acciones de Derivex S.A. por \$579.377. Dicha entidad privada cuyo objeto social consiste en la administración de un sistema de negociación de operaciones sobre instrumentos financieros derivados, cuyos activos subyacentes sean energía eléctrica, gas, combustible y otros commodities energéticos y de

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

registro de operaciones sobre dichos instrumentos. En diciembre de 2022, se realizó una capitalización por valor de \$40.466 equivalente a 2.498 acciones adicionales. Al 31 de diciembre de 2022 se realizó el ajuste a la valoración de la inversión, reflejando una disminución por (\$33.810).

- (c) El Grupo ha realizado inversiones con participaciones de menor cuantía en sociedades principalmente del sector eléctrico, a 31 de diciembre de 2022 el saldo asciende a \$7.318.
- (d) En 2019 se reflejó una disminución originada en la inversión en Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., como resultado de la valoración calculada a valor razonable con base en la participación de Enel Colombia S.A. E.S.P. en el patrimonio de dicha sociedad, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, esta compañía fue intervenida por el Estado Colombiano y en sus estados financieros con corte al 31 de diciembre de 2021 presenta un patrimonio negativo, por tal razón su valor razonable es \$0.

6. Otros activos no financieros

| | Al 31 de diciembre de 2022 | | Al 31 de diciembre de 2021 | |
|------------------------------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|----------------------|
| | Corriente | No Corriente | Corriente | No Corriente |
| Anticipos para adquisición de bienes (1) | \$ 130.022.839 | \$ 2.551.281 | \$ 33.379.216 | - |
| Cuentas por cobrar otros impuestos (2) | 34.562.632 | 94.234.669 | 4.431 | 21.352.853 |
| Beneficios a empleados por préstamos (3) | 1.810.747 | 28.411.158 | 553.516 | 7.011.612 |
| Gastos pagos por anticipado (4) | 937.363 | - | 32.104 | - |
| Descuento tributario IVA AFRP (5) | - | 126.565.894 | - | - |
| Otras cuentas por cobrar | - | 650.325 | - | - |
| | \$ 167.333.581 | \$ 252.413.327 | \$ 33.969.267 | \$ 28.364.465 |

- (1) Los anticipos corresponden principalmente a recursos depositados a X.M. S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$10.499.694, anticipo entregado a Generadora y Comercializadora de Energía S.A. E.S.P., en agosto de 2021 por el 50% y en julio de 2022 (\$14.046.222), sobre compra de energía que se realizará desde enero de 2022 hasta diciembre 2023 por \$14.666.418 y anticipo a otros proveedores \$14.358.509.

Centroamérica:

En las compañías de Guatemala corresponde principalmente a recursos girados a la administradora del mercado mayorista y mercado eléctrico regional (Ventas mercado spot) por valor de \$17.092.637; en Generadora Montecristo S.A. a seguro Mapfre por \$65.418.720 y a otros proveedores por \$2.597.508.

Con respecto a Enel Panamá CAM S.R.L. corresponde principalmente a depósitos girados al tercero Sol Real Ltda. para servicios de Business Development por \$3.992.466 y a otros proveedores por \$437.140, en el no corriente con el tercero Helium Energy Inc. por valor de \$2.453.202.

En las compañías de Costa Rica, corresponde principalmente a recursos pagados a proveedores para adquisición de bienes y servicios por \$545.127 principalmente reconocidos en las compañías PH Chucás S.A. y PH Don Pedro S.A.

- (2) Corresponde al saldo a favor del impuesto de ICA con la alcaldía de Cartagena por \$3.970 de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Centroamérica:

Al 31 de diciembre de 2022, en las compañías de Guatemala corresponde al IVA crédito fiscal corto y largo plazo acumulado durante el periodo de construcción de la planta Palo Viejo y línea de transmisión, el cual se utilizará hasta su agotamiento contra el IVA debito generado mensualmente en ventas de bienes y servicios por \$125.376.937; respecto a las compañías de Costa Rica corresponde principalmente a créditos fiscales por IVA por \$3.416.394.

- (3) Corresponde al reconocimiento del beneficio pagado por anticipado de los créditos a empleados pactados a tasa cero, razón por la cual, el Grupo descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada y amortizándolos durante la vida del préstamo.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
 (En miles de pesos)

(4) Para la Compañía Atlantico Photovoltaic S.A.S. E.S.P. corresponde a arrendamiento operativo por contratos a un año por \$48.354. En Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. por \$19.954 corresponde principalmente a anticipos por concepto de pólizas para la construcción del muelle y para la cobertura del contrato de concesión, cuyo vencimiento es el 22 diciembre de 2024 y de 2027.

Centroamérica:

Para las compañías de Panamá, corresponde a primas anuales de seguros de incendios y responsabilidad civil por \$813.849; y para las compañías de Costa Rica corresponde a seguros de gastos médicos y riesgos de trabajo por \$55.206.

(5) Al 31 de diciembre del 2022, la cuenta por cobrar impuestos corresponde al descuento tributario por \$126.565.894 de acuerdo con el artículo 83 de la ley 1943 de 2018 se creó la oportunidad de un descuento tributario sobre el IVA pagado en la adquisición, construcción o formación e importación de activos fijos reales productivos incluyendo los servicios asociados para ponerlos en condiciones de utilización. Para tomar este descuento en renta debe cumplir con tres requisitos: (i) Que sea un activo fijo real productivo, (ii) que el IVA sea pagado, (iii) que el activo se esté depreciando.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

| | Al 31 de diciembre de 2022 | | Al 31 de diciembre de 2021 | |
|--------------------------------------------------------------------|----------------------------|----------------------|----------------------------|----------------------|
| | Corriente | No corriente | Corriente | No corriente |
| Cuentas comerciales, bruto, (1) | \$ 2.005.199.918 | \$ 117.216.616 | \$ 283.714.775 | \$ 98.990.119 |
| Otras cuentas por cobrar, bruto, (2) | 59.073.810 | 65.934.959 | 22.243.879 | 18.300.863 |
| Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto | 2.064.273.728 | 183.151.575 | 305.958.654 | 117.290.982 |
| Provisión de deterioro cuentas comerciales (3) | (179.990.774) | (111.533.761) | (9.008.346) | (98.990.119) |
| Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3) | (6.713.307) | (10.147.705) | (4.480.354) | (2.806.567) |
| Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto | \$ 1.877.569.647 | \$ 61.470.109 | \$ 292.469.954 | \$ 15.494.296 |

(1) Al 31 de diciembre de 2022, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

| | Cartera Vigente | Cartera Vencida | | | Total Cartera Corriente | Cartera no corriente (c) |
|----------------------------------|-------------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|-------------------------|--------------------------|
| | | 1-180 días | 181-360 días | >360 días | | |
| Cartera de energía (a) | | | | | | |
| Cartera No Convenida (a) | \$ 1.525.193.655 | \$ 71.996.728 | \$ 16.560.567 | \$ 189.618.406 | \$ 1.803.369.356 | \$ 99.073.666 |
| Clientes Masivos | 420.656.734 | 11.471.885 | 3.938.868 | 37.395.347 | 473.462.834 | 83.547 |
| Grandes Clientes | 701.473.748 | 42.386.565 | 11.048.827 | 79.565.181 | 834.474.321 | 98.990.119 |
| Clientes Institucionales (b) | 172.496.056 | 2.185.865 | 1.495.776 | 57.708.951 | 233.886.648 | - |
| Otros | 230.567.117 | 15.952.413 | 77.096 | 14.948.927 | 261.545.553 | - |
| Cartera Convenida (c) | 29.066.276 | 2.971.714 | 455.363 | 267.372 | 32.760.725 | 8.654.314 |
| Clientes Masivos | 15.848.576 | 1.646.961 | 296.537 | 133.019 | 17.925.093 | 1.808.069 |
| Grandes Clientes | 10.632.412 | 1.228.287 | 158.826 | 134.353 | 12.153.878 | 6.846.245 |
| Clientes Institucionales | 2.585.288 | 96.466 | - | - | 2.681.754 | - |
| Cartera De Energía, Bruto | 1.554.259.931 | 74.968.442 | 17.015.930 | 189.885.778 | 1.836.130.081 | 107.727.980 |
| Deterioro Cartera de energía | (10.138.971) | (8.855.291) | (12.477.406) | (132.143.628) | (163.615.296) | (103.839.360) |
| Cartera De Energía, Neto | \$ 1.544.120.960 | \$ 66.113.151 | \$ 4.538.524 | \$ 57.742.150 | \$ 1.672.514.785 | \$ 3.888.620 |

| | Cartera Vigente | Cartera Vencida | | | Total Cartera Corriente | Cartera no corriente (e) |
|--------------------------------------------------------|--------------------|------------------|----------------|-------------------|-------------------------|--------------------------|
| | | 1-180 días | 181-360 días | >360 días | | |
| Cartera de negocios Complementarios y Otros (d) | | | | | | |
| Clientes Masivos | 85.799.762 | 477.862 | 577.254 | 3.306.516 | 90.161.394 | 6.846.246 |
| Grandes Clientes | 65.276.999 | 559.409 | 96.266 | 12.735.746 | 78.668.420 | 2.642.390 |
| Clientes Institucionales | 103.914 | 133.669 | 931 | 1.509 | 240.023 | - |
| Cartera de Negocios Complementarios, Bruto | 151.180.675 | 1.170.940 | 674.451 | 16.043.771 | 169.069.837 | 9.488.636 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

| Cartera de negocios Complementarios y Otros (d) | Cartera Vencida | | | | Total Cartera Corriente | Cartera no corriente (e) |
|------------------------------------------------------|----------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| | Cartera Vigente | 1-180 días | 181-360 días | >360 días | | |
| Deterioro Cartera de Negocios Complementarios | (3.814.037) | (154.785) | (341.851) | (12.064.805) | (16.375.478) | (7.694.401) |
| Cartera de Negocios Complementarios, Neto | 147.366.638 | 1.016.155 | 332.600 | 3.978.966 | 152.694.359 | 1.794.235 |
| Total Cuentas Comerciales, Bruto | 1.705.440.606 | 76.139.382 | 17.690.381 | 205.929.549 | 2.005.199.918 | 117.216.616 |
| Deterioro Cuentas Comerciales | (13.953.008) | (9.010.076) | (12.819.257) | (144.208.433) | (179.990.774) | (111.533.761) |
| Total Cuentas Comerciales, Neto | \$ 1.691.487.598 \$ | \$ 67.129.306 \$ | \$ 4.871.124 \$ | \$ 61.721.116 \$ | \$ 1.825.209.144 \$ | \$ 5.682.855 |

Al 31 de diciembre de 2021, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

| Cuentas comerciales, bruto | Cartera vencida | | | | Total cartera corriente | Cartera no corriente |
|-----------------------------------|-----------------------|-------------------|--------------|---------------------|----------------------------|-------------------------|
| | Cartera Vigente | 1-180 días | 181-210 días | >360 días | | |
| Cuentas comerciales, bruto | \$ 279.852.172 | \$ 786.638 | \$ - | \$ 3.075.965 | \$ 283.714.775 | \$ 98.990.119 |
| - Grandes clientes | 93.249.101 | 77.565 | - | - | 93.326.666 | 98.990.119 |
| - Clientes institucionales | 31.889.136 | 659.190 | - | - | 32.548.326 | - |
| - Otros | 154.713.935 | 49.883 | - | 3.075.965 | 157.839.783 | - |
| - Provisión deterioro | (5.877.249) | (55.132) | - | (3.075.965) | (9.008.346) | (98.990.119) |
| Cuentas Comerciales, neto | \$ 273.974.923 | \$ 731.506 | \$ - | \$ - | \$ 274.706.429 | \$ - |

Al 31 de diciembre de 2022 la variación de las cuentas por cobrar comerciales corresponde principalmente a:

(a) Cartera corriente de clientes residenciales del mercado regulado por \$921.243.598

Al 31 de diciembre de 2022 la cartera estimada presenta un aumento de \$96.410.503, principalmente por incremento en precios de los contratos y mayor energía contratada para mercado mayorista por 157,3 GWh y mercado no regulado por 52,7 GWh.

Aumento de la cartera facturada de mercado mayorista y no regulado por \$53.755.139 por vencimiento de facturación.

A partir del año 2020 se aplica el mecanismo regulatorio de opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 122 del 18 de junio de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Enel Colombia S.A. E.S.P. contra la resolución CREG 189 de 2019, en la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización. Dado al ajuste retroactivo de la Resolución CREG036/19 y al ajuste retroactivo asociado a los incentivos de calidad del servicio, se presenta durante los meses siguientes a la aprobación de cargos un incremento en el cargo de distribución. A partir de abril de 2022 Enel Colombia S.A. E.S.P. se encuentra aplicando el mecanismo de opción tarifaria. Al 31 de diciembre de 2022 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$351.055.500.

De acuerdo con la emergencia sanitaria social y ecológica originada por el brote del Covid-19, al 30 de septiembre de 2021 la cartera de energía residencial de los estratos del 1 al 4 se sometió a lo estipulado en los artículos 1 y 2 del decreto 517 del 04 de abril de 2020 y artículos 2 y 3 de la resolución 058 del 14 de abril de 2020 de la CREG, por las cuales se adoptaron medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica todos los comercializadores deberán ofrecer a sus usuarios residenciales de estrato 1 a 4 opciones de pago diferido del valor de la factura por concepto del servicio público domiciliario de energía eléctrica, para los demás usuarios regulados, antes de realizar la suspensión del servicio por falta de pago, el comercializador deberá ofrecer opciones de pago diferido del valor de la factura por concepto del servicio público domiciliario de energía eléctrica, aplicando las tasas establecidas en la resolución.

Al 31 de diciembre de 2022, la cartera de energía residencial diferida de los estratos del 1 al 4 es de \$5.243.048, la porción corriente corresponde a \$5.169.501 y no corriente \$83.547.

Respecto al saldo de cartera financiada a largo plazo al 31 de diciembre de 2022, se encuentran los contratos de suministro de Energía No. EDCC-111-2012 y EDCC-154-201 y el otro sí número EDCC-136-2013/EM-13-213, celebrado con el cliente del mercado mayorista Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., que por dificultades internas de flujo de caja del cliente se acuerda ampliar el pago de la factura por \$98.990.119, provisionada al 100%.

Centroamérica:

Al 31 de diciembre de 2022 la cartera comercial corriente de las operaciones de Centroamérica corresponde a clientes por ventas de energía por \$112.600.914 y facturas por emitir por \$127.805.846.

Por país los saldos ascienden a:

- **Panamá:** energía facturada por \$89.918.560, principalmente en la compañía Enel Fortuna S.A. con los siguientes terceros más representativos: Elektra Noreste S.A. (Ensa) por \$53.306.115; Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A. (Edemet) por \$27.078.300 y Empresa de Distribución Eléctrica Chiriqui S.A. (Edechi) por \$10.048.460; adicionalmente, una cartera estimada por \$84.534.703.
 - **Guatemala:** energía facturada por \$10.661.183, principalmente en la compañía Renovables de Guatemala S.A. con los siguientes terceros más relevantes: Cemex Guatemala S.A. por \$841.256, Comercializadora y Productora de Bebidas Los Volcanes, S.A. por \$2.301.007, Embotelladora Central S.A., por \$1.975.693 y Alimentos y Bebidas Atlántida S.A. por \$1.419.009, Industrias De Exportación Universal S.A. por \$1.117.361, Electric Power Markets S.A. de CV por \$682.808; adicionalmente, una cartera estimada por \$33.854.952.
 - **Costa Rica:** energía facturada por \$12.021.171 y una cartera estimada por \$9.416.191 con el tercero Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- (b) Los saldos corrientes corresponden principalmente a la cartera del mercado regulado \$67.938.957, cartera de Alumbrado Público \$64.478.760 y esquemas regulatorios \$76.018.407. Los saldos no corrientes al 31 de diciembre de 2022 presentan una disminución en el segmento de distribución por \$120.117.908 corresponden al castigo de la cartera de la cuenta por cobrar en mora de la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) por concepto del IVA de arrendamiento de infraestructura del alumbrado, facturado no recaudado desde julio de 2013.

El 14 de noviembre de 2013 Enel Colombia S.A. E.S.P. elevó una consulta a la DIAN sobre la aplicabilidad del Artículo 19 del Decreto 570 de 1984, para la determinación de la base gravable especial en el arrendamiento de bienes muebles; la DIAN emitió una respuesta sin resolver la solicitud realizada por Enel Colombia S.A. E.S.P. Posteriormente, el 4 de noviembre de 2014, la DIAN emitió un nuevo concepto que no llegó a definir la consulta de Enel Colombia S.A. E.S.P., razón por la cual el 16 de diciembre de 2014, se radicó un nuevo comunicado solicitando la aclaración del concepto.

Paralelamente, con el fin de aclarar si el arrendamiento de la infraestructura de alumbrado público causa IVA, el 5 de diciembre de 2014 Enel Colombia S.A. E.S.P. elevó una consulta a la DIAN.

El 6 junio de 2015, Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó la solicitud de conciliación con la UAESP ante la Procuraduría, la cual fue rechazada inicialmente argumentando que la misma no era procedente; no obstante, se presentó el recurso pertinente el cual fue resuelto favorablemente el 1 de julio de 2015 fijando audiencia de conciliación el 5 de agosto de 2015. La audiencia de conciliación se llevó a cabo en la fecha indicada, pero las partes decidieron no conciliar.

Simultáneamente, el 17 de junio de 2015 se presentó la demanda contra la UAESP con el fin de evitar que la Entidad argumentara el vencimiento del término para demandar si la misma fuera presentada con posterioridad a la audiencia de conciliación. El 2 de octubre de 2015, Enel Colombia S.A. E.S.P. solicitó una medida cautelar que tenía como objeto que la UAESP pagara anticipadamente el saldo adeudado, la cual fue negada por la sección tercera del Tribunal Administrativo de Cundinamarca considerando que esto se resolvía en la sentencia.

La DIAN mediante el concepto No 100202208-0808 del 1 de septiembre de 2015, se pronunció respecto al tratamiento del IVA en el arrendamiento de infraestructura para el servicio de alumbrado público, aclarando que el servicio de Alumbrado Público no es un servicio público domiciliario y que por tal motivo sobre este servicio se causa IVA; opinión que respaldaba el cobro que ha realizado Enel Colombia S.A. E.S.P. a la UAESP.

El 6 de octubre de 2016, Enel Colombia S.A. E.S.P. fue notificada del fallo de primera instancia proferido el 28 de septiembre de 2016 por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, el cual niega las pretensiones de la demanda presentada por Enel Colombia S.A. E.S.P. respecto a la obligación del pago del IVA por el arrendamiento de la infraestructura para la prestación del servicio de alumbrado público, por parte de la UAESP. La sentencia manifiesta principalmente que: (i) Enel Colombia S.A. E.S.P. es prestadora del servicio de alumbrado público en el Distrito de Bogotá y en su condición de prestador del servicio es responsable del impuesto; (ii) En el anexo No. 1 del acuerdo del 25 de enero de 2002 no se incluyó el IVA dentro de los componentes de liquidación (a) suministro de energía (b) arrendamiento de infraestructura (c)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

administración, operación y mantenimiento, por lo cual se entiende que el IVA está incluido en el costo de prestación del servicio, y (iii) desnaturaliza el contrato de arrendamiento teniendo en cuenta que el convenio No. 766 de 1997, no reúne los requisitos del mismo.

El 21 de octubre de 2016, Enel Colombia S.A. E.S.P. radicó ante el Tribunal de Cundinamarca, el recurso de apelación contra la sentencia proferida por dicha corporación judicial. Posteriormente se radicó petición de prelación de fallo ante el Consejo de Estado, con el fin de dar celeridad al recurso de apelación, teniendo en cuenta la importancia e impacto del proceso.

El 17 de marzo de 2017, Enel Colombia S.A. E.S.P. fue notificada por parte de la Sección Tercera del Consejo de Estado manifestando la aceptación del recurso de apelación frente a la sentencia emitida por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. En ese orden y con el fin de agilizar el pronunciamiento de esta instancia frente a la sentencia emitida, Enel Colombia S.A. E.S.P. radicó un memorial solicitando la prelación del fallo, el cual se ingresó a despacho el 7 de abril de 2017.

El 4 de septiembre de 2017, La DIAN mediante el concepto No 100202208-0881 dirigido a la UAESP confirma la doctrina contenida en el Oficio No 025652 del 3 de septiembre de 2015, en la cual se concluye que el servicio de alumbrado público no está dentro del marco de exclusión señalado en el artículo 476 del estatuto tributario, en otras palabras, que el servicio de alumbrado público no es un servicio público domiciliario y que por tal motivo sobre este servicio se causa IVA.

El 29 de septiembre de 2017, el despacho notificó abstenerse sobre la prelación de fallo en la etapa procesal en la que se encuentra el proceso y notifica a la parte para que presenten los alegatos de conclusión. El 11 de octubre de 2017 Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó los alegatos de conclusión y el 13 de octubre de 2017 se presentaron alegatos por parte de la UAESP.

El 23 de octubre de 2017, se presentó memorial aportando el concepto mención como parte de las pruebas del proceso; así como también, se solicitó nuevamente la prelación de fallo.

Al periodo informado la UAESP no ha efectuado el pago por el IVA del servicio de arrendamiento correspondiente al 2015 y anteriores, exceptuando, noviembre y diciembre de 2015 que fueron cancelados en marzo de 2016 por \$1.987.355. Así mismo, la UAESP canceló el periodo comprendido entre enero y julio de 2016 por \$7.104.425; sin embargo, como resultado de la emisión del fallo en mención la UAESP desistió de los pagos a partir la facturación del servicio de agosto de 2016.

Los saldos no corrientes al 2019 y 2018, incluyen la cuenta por cobrar en mora de la UAESP por concepto del IVA de arrendamiento de infraestructura del alumbrado público, facturado no recaudado desde julio de 2013. Este monto corresponde a \$74.089.203 y \$65.377.442, respectivamente.

Con base en el concepto de los abogados externos y en línea con lo establecido en la NIIF 9, Enel Colombia S.A. E.S.P. consideró que independientemente del porcentaje de pérdida establecido existen variables que pueden conducir a la existencia de un alto riesgo de pérdida y por lo tanto se toma la decisión de provisionar el 100% de la cartera al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

El 7 de septiembre de 2022, el Consejo de Estado notificó a Enel Colombia S.A. E.S.P. la sentencia de segunda instancia desfavorable, donde confirma la sentencia que en su momento emitió el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Los argumentos de la sentencia de segunda instancia son: i) El contrato no es de arrendamiento, es de suministro. ii) No se pronuncia si el servicio tiene IVA, se centra en determinar a cargo de quien está. iii) Enel Colombia S.A. E.S.P. es la dueña de la infraestructura y recibe remuneración por este uso para la prestación del servicio (voluntad de las partes) lo cual implica que el IVA está incluido en tal remuneración iv) Si bien las partes se valieron de la palabra arrendamiento, no implica que la metodología acordada en el año 2002 convierta a la UAESP en arrendataria.

Por lo anterior, el efecto inmediato será la suspensión del cobro del IVA a la UAESP. A la fecha el valor provisionado es de COP\$118.647.686. Como alternativa judicial ante este fallo se presentó una acción de tutela con el fin de buscar amparar el derecho al debido proceso y acceso a la administración de justicia, en tanto que el Consejo de Estado no se pronunció sobre todos los puntos de nuestro recurso de apelación y desconoció doctrina de la DIAN en materia del impuesto del IVA.

Al 31 de diciembre de 2022 la suma provisionada fue castigada por valor de \$120.117.908, ante la imposibilidad de recuperación de la cartera y la calificación de los abogados de Enel Colombia S.A. E.S.P. a la acción de tutela inferior al 25%.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

- (a) La cartera convenida corresponde a convenios entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y los clientes, para cancelar una suma determinada de dinero con un plazo y una tasa de interés preestablecida; estos convenios aplican a los clientes que soliciten financiación por conceptos de consumos de energía en mora o en riesgo de no pago. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la cartera de corto plazo asciende a \$32.760.725 y \$40.668.918, el detalle por plazos de vencimiento de la cartera no corriente es el siguiente:

| Año | Al 31 de diciembre de 2022 |
|-----------------------|-----------------------------------|
| Entre uno y dos años | 4.054.067 |
| Entre dos y tres años | 2.037.282 |
| Mayor a tres años | 2.562.965 |
| Total | 8.654.314 |

- (b) La cartera de negocios complementarios y otros corresponde a convenios entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y los clientes, para cancelar una suma determinada de dinero con un plazo y una tasa de interés preestablecida; que soliciten financiación por conceptos instalaciones, adecuaciones, multas por pérdidas y demás servicios que preste Enel Colombia S.A. E.S.P. Al 31 de diciembre de 2022, la cartera de corto plazo asciende a \$182.012.802, El detalle por plazos de vencimiento de la cartera no corriente es el siguiente:

| Año | Al 31 de diciembre de 2022 |
|-----------------------|-----------------------------------|
| Entre uno y dos años | 7.146.874 |
| Entre dos y tres años | 2.235.622 |
| Mayor a tres años | 106.140 |
| Total | 9.488.636 |

- (2) Al 31 de diciembre de 2022 corresponden principalmente a cuentas por cobrar a empleados por un valor presente de \$59.161.794, cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$6.888.717 por concepto de préstamos de vivienda, educación; entre otros. Los préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 4,75% y para personal retirado entre el 3% y el 5%, razón por la cual, Enel Colombia S.A. E.S.P. descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, y amortizándolos durante la vida del préstamo.

Cuentas por cobrar a terceros correspondientes a trabajos a particulares e infraestructura de la línea de distribución por \$15.033.098, cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por Enel Colombia S.A. E.S.P., producto de los fallos en contra de la central Betania correspondiente a los procesos vigentes en la fecha del contrato de compraventa de acciones en 1997 por \$3.416.948, multas y sanciones de contratos por \$2.277.656, acuerdos tripartitos \$3.114.986, arrendamientos \$798.109, servicios de administración y supervisión por \$437.650.

Dentro del saldo de otros deudores no corrientes al 31 diciembre de 2022, se encuentra la cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por \$2.743.613, deteriorada al 100%.

Centroamérica:

Al 31 de diciembre de 2022 las otras cuentas por cobrar corrientes de las compañías de Centroamérica tienen un saldo de \$684.605, las cuales corresponden principalmente a Costa Rica por el concepto de costos de arbitraje por \$475.609 al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

Las otras cuentas por cobrar no corrientes corresponden principalmente a Panamá por \$3.453.102 en la compañía Enel Fortuna S.A. correspondiente a constitución de fondos en una entidad financiera según lo establece la legislación panameña el cual garantiza la contraprestación a la que tiene derecho un colaborador de la compañía. Estos fondos son restituidos por la entidad a la compañía en el momento en el que este incurre en la obligación con el colaborador.

- (3) A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 9, se calcula la pérdida crediticia esperada reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

En la implementación se adoptaron tres modelos definidos por el Grupo:

- Modelo simplificado colectivo.
- Modelo simplificado individual.
- Modelo general colectivo.

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

| Concepto | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|-----------------------------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Provisión de deterioro cuentas comerciales | | |
| Modelo Simplificado Colectivo (a) | \$ 142.993.681 | \$ - |
| Modelo Simplificado Individual (b) | 147.114.775 | 107.998.465 |
| Total provisión de deterioro cuentas comerciales | \$ 290.108.456 | \$ 107.998.465 |
| Provisión deterioro otras cuentas por cobrar | | |
| Modelo General Colectivo | 16.731.240 | 7.286.921 |
| Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar | \$ 16.731.240 | \$ 7.286.921 |
| Total | \$ 306.839.696 | \$ 115.285.386 |

Por el año 2022 se presentan las siguientes variaciones en el deterioro:

(a) Modelo Simplificado Colectivo:

Corresponde al deterioro de la cartera de energía del mercado regulado principalmente por la cartera de edades superiores a 180 días.

(b) Modelo Simplificado Individual:

La variación corresponde principalmente a los saldos provenientes de Codensa S.A. E.S.P., por efecto de la fusión (ver nota 1.4):

- Provisión mantenimiento e infraestructura Distrito por \$150.904.
- Provisión cartera de municipios \$12.325.991, principalmente Municipio de Sopo por \$4.690.461.
- Provisión de cartera de otros negocios por \$12.336.271 principalmente, Uniaguas S.A. E.S.P. por \$7.237.127 y Aguas del Sinú S.A. E.S.P. por \$4.092.557.
- Incremento provisión clientes con prescripción (cartera con edad superior a 5 años que no se encuentra en pleito legal) por \$16.521.083.
- Provisión cartera peajes por \$407.192.
- Disminución provisión cartera comercial energía y gas del mercado no regulado, mayorista y bolsa por (\$2.628.143), principalmente por actualización de información financiera de los clientes, mejoraron las probabilidades de incumplimiento de estos.
- Provisión de cartera sociedades Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. y Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. por \$3.012.

Al 31 de diciembre de 2022 la suma provisionada fue castigada por valor de \$120.117.908, ante la imposibilidad de recuperación de la cartera y la calificación de los abogados del Grupo a la acción de tutela inferior al 25%.

Centroamérica:

- El deterioro de cartera se calcula basado en el modelo de riesgo Moodys que determina la probabilidad dado el incumplimiento y el riesgo dado al incumplimiento de contraparte.

A continuación, se presenta el saldo correspondiente a Centroamérica:

| Concepto | Al 31 de diciembre de 2022 |
|---------------------------------------------------------|-------------------------------|
| Provisión de deterioro cuentas comerciales | |
| Modelo Simplificado Individual | \$ 1.545.851 |
| Total provisión de deterioro cuentas comerciales | \$ 1.545.851 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores.

Al 31 de diciembre de 2022 no se han evidenciado efectos importantes que incidan en el cálculo del deterioro de cartera, por esta razón se han mantenido los modelos sugeridos bajo NIIF 9.

Garantías otorgadas por los deudores:

Para los clientes de energía y gas dependiendo del resultado de la evaluación de riesgos crediticio y la decisión final de las líneas de negocio, cuando es necesario se respalda la cartera con un título valor. Al 31 de diciembre de 2022 y diciembre de 2021, el Grupo respalda la venta de energía y gas con pagarés en blanco y garantías bancarias.

Para los préstamos a empleados las garantías están cubiertas con hipotecas, pagarés y prendas.

8. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

| Nombre empresa relacionada | País de origen | Tipo de vinculada | Tipo de transacción | Al 31 de diciembre de | Al 31 de diciembre de |
|--------------------------------------------------------|----------------|-------------------|--------------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| | | | | 2022 | 2021 |
| | | | | Corriente | Corriente |
| Enel Grids S.R.L. | Italia | Otra (*) | Expatriados (1) | \$ 2.783.640 | \$ - |
| Enel Green Power R.S.A. | Sudáfrica | Otra (*) | Expatriados (1) | 2.779.103 | - |
| Enel North América, Inc. | Estados Unidos | Otra (*) | Expatriados (1) | 2.098.469 | - |
| Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U. | España | Otra (*) | Servicios Off-Shore | 1.321.459 | - |
| Enel Brasil S.A. | Brasil | Otra (*) | Expatriados (1) | 1.293.772 | - |
| Enel Generación Perú S.A. | Perú | Otra (*) | Prestación de servicios | 854.000 | 854.000 |
| Enel Generación Perú S.A. | Perú | Otra (*) | Expatriados (1) | 85.005 | 25.245 |
| Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. | Colombia | Otra (**) | Iluminación navideña | 798.319 | - |
| Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. | Colombia | Otra (**) | Descuento de energía | 46.013 | - |
| Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. | Colombia | Otra (**) | Otros Servicios | 43.331 | - |
| Enel Green Power S.p.A. | Italia | Otra (*) | Expatriados (1) | 754.713 | - |
| Enel Energía S.A. DE C.V. | México | Otra (*) | Venta de energía | 686.757 | - |
| Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Expatriados (1) | 615.228 | - |
| Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Reembolsos póliza covid19 | 12.791 | 40.383 |
| Endesa Energía S.A. | España | Otra (*) | Servicios Off Shore | 439.052 | - |
| Enel Global Thermal Generation S.R.L. | Italia | Otra (*) | Expatriados (1) | 407.608 | 597.120 |
| Enel Américas S.A. | Chile | Controladora | Reembolso de gastos | 299.709 | - |
| Enel Américas S.A. | Chile | Controladora | Expatriados (1) | 69.314 | - |
| Kino Facilities Manager S.A. de C.V. | México | Otra (*) | Expatriados (1) | 183.198 | - |
| Enel Chile S.A. | Chile | Otra (*) | Expatriados (1) | 132.752 | 24.176 |
| Enel Global Trading S.p.A. | Italia | Otra (*) | Expatriados (1) | 123.910 | - |
| Enel Trading Argentina S.R.L. | Argentina | Otra (*) | Expatriados (1) | 108.062 | - |
| Companhia Energética Do Ceara | Brasil | Otra (*) | Expatriados (1) | 62.933 | - |
| Enel Distribución Perú S.A. | Perú | Otra (*) | Expatriados (1) | 46.711 | - |
| Enel Distribución Chile S.A. | Chile | Otra (*) | Expatriados (1) | 44.264 | - |
| Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. | Colombia | Otra | Venta de energía (2) | - | 13.680.336 |
| Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. | Colombia | Otra | Representación comercial (2) | - | 3.090.008 |
| Codensa S.A. E.S.P. | Colombia | Otra | Contrato atención de emergencias (2) | - | 21.803 |
| Energía Nueva, Energía Limpia México S de R.L. de C.V. | México | Otra (*) | Expatriados (1) | - | 18.057 |
| Total | | | | \$ 16.090.113 | \$ 18.351.128 |

(*) Corresponde a sociedades sobre las cuales Enel S.p.A. posee influencia significativa o control.

(**) El Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. es accionista de la Compañía Enel Colombia S.A. E.S.P.

Se presenta un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 en las cuentas por cobrar a relacionadas por valor de \$17.050.

(1) Corresponde al efecto neto de facturación y cobro de los contratos por expatriación entre el Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P. y las Compañías del grupo Enel en el mundo.

(2) La variación corresponde a la eliminación de partidas abiertas del proceso de fusión a partir del 1 de marzo de 2022 (ver nota 1.4 Fusión).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
 Notas a los Estados Financieros Consolidados
 (En miles de pesos)

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

| Nombre Empresa Relacionada | País de Origen | Tipo de Vinculada | Tipo de Transacción | Al 31 de diciembre de 2022 | | Al 31 de diciembre de 2021 |
|---------------------------------------|----------------|-------------------|----------------------------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|
| | | | | Corriente | No Corriente | Corriente |
| Enel Grids S.R.L. | Italia | Otra (*) | Servicios informáticos (1) | \$ 105.053.782 | \$ - | \$ - |
| Enel Grids S.R.L. | Italia | Otra (*) | Impatriados | 1.930.360 | - | - |
| Enel Finance International S.R.L. | Países Bajos | Otra (*) | Préstamos (2) | 92.371.563 | 339.162.179 | - |
| Enel Green Power S.p.A. Glo | Italia | Otra (*) | Technical Fee | 54.265.534 | - | - |
| Enel Green Power S.p.A. Glo | Italia | Otra (*) | HH Recharge PUC (3) | 14.441.519 | - | - |
| Enel Green Power S.p.A. Glo | Italia | Otra (*) | Servicios informáticos (1) | 341.079 | - | - |
| Enel Green Power S.p.A. Glo | Italia | Otra (*) | Impatriados | 332.969 | - | - |
| Enel Green Power S.p.A. Glo | Italia | Otra (*) | Pólizas Covid 19 | 2.150 | - | - |
| Enel Global Services S.R.L. | Italia | Otra (*) | Servicios informáticos (1) | 38.712.981 | - | 714.580 |
| Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Garantías e intereses (4) | 10.173.919 | - | - |
| Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Servicios informáticos (1) | 8.897.477 | - | 1.538.755 |
| Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Impatriados | 1.149.536 | - | 203.498 |
| Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Pólizas Covid 19 | 124.412 | - | 50.984 |
| Enel Global Thermal Generation S.R.L. | Italia | Otra (*) | Servicios informáticos (1) | 9.518.443 | - | 9.352.988 |
| Enel Global Thermal Generation S.R.L. | Italia | Otra (*) | Impatriados | 673.153 | - | 1.011.096 |
| Enel Global Thermal Generation S.R.L. | Italia | Otra (*) | Impatriados | - | - | 4.414.185 |
| Enel Green Power Chile S.A. | Chile | Otra (*) | HH Recharge PUC (3) | 8.347.242 | - | - |
| Enel X S.R.L. | Italia | Otra (*) | Servicios informáticos (1) | 6.822.632 | - | - |
| Kino Facilities Manager S.A. DE CV | México | Otra (*) | Servicios de ingeniería y construcción | 4.733.882 | - | - |
| Enel Energía, S.A. DE C.V. | México | Otra (*) | Energía | 3.249.483 | - | - |
| Enel Produzione S.p.A. | Italia | Otra (*) | Impatriados | 2.933.579 | - | 377.801 |
| Enel Brasil S.A. | Brasil | Otra (*) | Impatriados | 2.257.991 | - | 726.456 |
| Enel Italia S.R.L. | Italia | Otra (*) | Servicios informáticos (1) | 2.440.477 | - | 556.465 |
| Enel Global Trading S.p.A. IT | Italia | Otra (*) | Servicios Informáticos (1) | 1.985.406 | - | 2.919.022 |
| Enel Global Trading S.p.A. IT | Italia | Otra (*) | Impatriados | 164.890 | - | 214.958 |
| Enel Green Power Romania S.R.L. | Romania | Otra (*) | Impatriados | 1.925.349 | - | - |
| Enel Green Power España S.L. | España | Otra (*) | Impatriados | 1.410.731 | - | - |
| Gridspertise S.R.L. | Italia | Otra (*) | Servicios de ingeniería | 843.207 | - | - |
| Enel Chile S.A. | Chile | Otra (*) | Servicios informáticos (1) | 658.798 | - | - |
| Enel Chile S.A. | Chile | Otra (*) | Expatriados | 120.962 | - | - |
| Enel Iberia S.R.L. | España | Otra (*) | Impatriados | 441.238 | - | 242.398 |
| Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. | Colombia | (**) | Otros servicios | 261.695 | - | 134.694 |
| Enel Generación Chile S.A. | Chile | Otra (*) | Impatriados | 218.852 | - | 653.988 |
| Enel Generación Chile S.A. | Chile | Otra (*) | Servicios de ingeniería (5) | - | - | 1.057.476 |
| Enel Distribución Chile S.A. | Chile | Otra (*) | Impatriados | 134.512 | - | - |
| Energía y Servicios South Am | Chile | Otra (*) | Otros Servicios | 61.987 | - | - |
| E-Distribuzione S.p.A. | Italia | Otra (*) | Servicios de ingeniería | 12.152 | - | - |
| Enel Green Power El Salvador S.A. | El Salvador | Otra (*) | Otras cuentas por pagar (6) | - | 33.406.887 | - |
| Codensa S.A. E.S.P. | Colombia | Otra | Compra de energía | - | - | 17.837.662 |
| Enel Green Power Colombia S.A.S. | Colombia | Otra | Compra de energía | - | - | 3.435.831 |
| Total | | | | \$ 377.013.942 | \$ 372.569.066 | \$ 45.442.837 |

(*) Corresponde a sociedades sobre las cuales Enel S.p.A. posee influencia significativa o control.

(**) El Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. es accionista de Enel Colombia S.A. E.S.P.

(1) La variación corresponde principalmente al efecto neto de pago de facturas y provisiones de los servicios informáticos de enero a diciembre de 2022 relacionados con los proyectos Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infraestructure, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications y Global Travel.

(2) Corresponde a préstamo para financiar la construcción de 7 plantas solares en Centroamérica, estos tienen vencimientos entre el 2025 y 2031.

(3) Corresponde a servicios profesionales de ingeniería principalmente para el desarrollo de las plantas La Loma, Guayepo y Windpeshi.

(4) Corresponde principalmente a las comisiones por la constitución de garantías bancarias para el desarrollo de los proyectos relacionados con los parques solares El Paso, La Loma y Guayepo y parques eólicos Chemesky, Tumawind y Windpeshi.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos)

- (5) La variación corresponde al pago total y cierre del contrato por servicios de Ingeniería para los proyectos BEPP (Best Environmental Practice Project) y Life Extensión de la Central Termozipa.
- (6) Corresponde a un acuerdo de otras cuentas por pagar, entre las compañías Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V y Generadora Montecristo S.A. En el año 2015 la compañía Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V. inició su proceso de liquidación-disolución y se espera que durante 2023 la oficina de impuestos finalice la auditoría y emita solvencia para entrar al acuerdo de disolución-liquidación. Una vez emitido el certificado de resolución fiscal, Generadora Montecristo S.A. cancelará la deuda.

Efectos en resultados con entidades relacionadas

| Ingresos/ Compañía | Concepto de la Transacción | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|---------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Codensa S.A. E.S.P. | Venta de energía (a) \$ | 148.989.211 \$ | 1.364.166.667 |
| Codensa S.A. E.S.P. | Otros servicios (a) | 24.000 | 130.910 |
| Codensa S.A. E.S.P. | Ingresos financieros (a) | 123 | 842 |
| Enel Green Power Colombia S.A.S. | Venta de energía (a) | 13.111.584 | 66.624.347 |
| Enel Green Power Colombia S.A.S. | Servicios de administración | - | 767.486 |
| Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. | Reembolso servicio administrativo | 1.327.154 | - |
| Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. | Iluminación navideña | 798.319 | - |
| Enel Grids S.R.L. | Expatriados | 1.418.354 | - |
| Enel Grids S.R.L. | Diferencia en cambio | 825.592 | - |
| Enel Global Thermal Generation S.R.L. | Diferencia en cambio | 988.370 | 108.405 |
| Enel Global Thermal Generation S.R.L. | Expatriados | 203.168 | 249.537 |
| Enel S.p.A. | Diferencia en cambio | 704.358 | 55.118 |
| Enel S.p.A. | Expatriados | - | 17.351 |
| Enel Produzione S.P.A. | Diferencia en cambio | 12.822 | - |
| Enel Produzione S.P.A. | Expatriados | 59.005 | - |
| Enel Energía, S.A. DE C.V. | Venta de energía | 616.058 | - |
| Endesa Operaciones y Servicios S.L. | Servicios Off Shore | 1.045.700 | - |
| Endesa Operaciones y Servicios S.L. | Diferencia en cambio | 170.012 | - |
| Enel Chile S.A. | Servicios informáticos | 389.701 | - |
| Enel Chile S.A. | Expatriados | 76.788 | - |
| Enel Global Trading S.p.A. | Diferencia en cambio | 164.537 | 95.624 |
| Enel Global Trading S.p.A. | Expatriados | 109.298 | - |
| Endesa Energía S.A. | Servicios Off Shore | 329.654 | - |
| Endesa Energía S.A. | Diferencia en cambio | 57.476 | - |
| Enel X S.R.L. | Diferencia en cambio | 165.416 | - |
| Enel Generación Perú S.A. | Expatriados | 123.339 | 25.245 |
| Enel Generación Perú S.A. | Prestación de Servicios | - | 854.000 |
| Kino Facilities Manager S.A. DE CV | Expatriados | 72.923 | 18.058 |
| Enel Distribución Chile S.A. | Expatriados | 44.268 | - |
| Enel Distribución Chile S.A. | Diferencia en cambio | 17.388 | - |
| Enel Brasil S.A. | Expatriados | 39.820 | - |
| Enel Distribución Perú S.A. | Expatriados | 15.510 | - |
| Enel Américas S.A. | Expatriados | 7.026 | - |
| Enel Generación Chile S.A. | Diferencia en cambio | 80 | 24.369 |
| Enel North América, Inc. | Expatriados | 1.480 | - |
| Enel Green Power S.p.A. Global | Expatriados | 498 | - |
| Gridspertise S.R.L. | Diferencia en cambio | 93 | - |
| Enel Global Services S.p.A. | Diferencia en cambio | - | 14.543 |
| Enel Iberia S.R.L. | Diferencia en cambio | - | 7.048 |
| Enel Italia S.R.L. | Otros servicios | - | 3.097 |
| Enel Italia S.R.L. | Diferencia en cambio | - | 588 |
| Cesi S.p.A. | Diferencia en cambio | - | 725 |
| | | \$ 171.909.125 \$ | 1.433.163.960 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

| Costos y gastos/Compañía | Concepto de la transacción | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|-------------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Codensa S.A. E.S.P. | Transporte de energía (a) \$ | 32.868.945 \$ | 213.885.551 |
| Codensa S.A. E.S.P. | Gastos financieros (a) | 28.021 | 120.437 |
| Codensa S.A. E.S.P. | Otros servicios | - | 1.188.321 |
| Enel Energía, S.A. DE C.V. | Compra de energía | 25.959.729 | - |
| Enel Green Power S.p.A. Glo | Technical fee | 12.936.521 | - |
| Enel Green Power S.p.A. Glo | Servicios informáticos | 935.629 | - |
| Enel Green Power S.p.A. Glo | Diferencia en cambio | 834.176 | - |
| Enel Green Power S.p.A. Glo | Impatriados | 255.752 | - |
| Enel Grids S.R.L. | Servicios informáticos | 11.556.263 | - |
| Enel Grids S.R.L. | Diferencia en cambio | 2.509.994 | - |
| Enel Grids S.R.L. | Impatriados | 1.660.926 | - |
| Enel Global Services S.p.A. | Servicios informáticos | 10.017.486 | 334.373 |
| Enel Global Services S.p.A. | Diferencia en cambio | 2.524.269 | 79.562 |
| Enel S.p.A. | Garantía e intereses | 9.184.030 | - |
| Enel S.p.A. | Servicios informáticos | 5.027.025 | 1.537.236 |
| Enel S.p.A. | Expatriados | 2.050.213 | 412.296 |
| Enel S.p.A. | Diferencia en cambio | 736.073 | 138.968 |
| Enel S.p.A. | Gastos financieros | 105.773 | - |
| Enel Green Power Colombia S.A.S. | Compra de energía (a) | 7.503.795 | 32.473.690 |
| Enel Finance Internacional Nv | Gastos financieros | 7.416.897 | - |
| Enel Global Thermal Generation S.R.L. | Servicios informáticos | 4.435.733 | 4.913.855 |
| Enel Global Thermal Generation S.R.L. | Diferencia en cambio | 262.690 | 591.706 |
| Enel Global Thermal Generation S.R.L. | Impatriados | 32.691 | 639.998 |
| Gridspertise S.R.L. | Servicios de ingeniería | 2.466.445 | - |
| Gridspertise S.R.L. | Diferencia en cambio | 54.961 | - |
| Enel Global Trading S.p.A. IT | Servicios informáticos | 2.419.821 | 2.520.639 |
| Enel Global Trading S.p.A. IT | Diferencia en cambio | 109.856 | 271.110 |
| Enel Global Trading S.p.A. IT | Impatriados | - | 433.778 |
| Enel X S.R.L. | Servicios informáticos | 2.169.992 | - |
| Enel X S.R.L. | Diferencia en cambio | 515.011 | - |
| Fundación Enel Colombia | Donaciones | 1.156.739 | 1.012.999 |
| Enel Green Power Romania S.R.L. | Impatriados | 790.883 | - |
| Enel Green Power Romania S.R.L. | Diferencia en cambio | 156.459 | - |
| Enel Green Power Chile S.A. | Diferencia en cambio | 530.357 | - |
| Enel Iberia S.R.L. | Impatriados | 474.691 | 521.697 |
| Enel Iberia S.R.L. | Diferencia en cambio | 15.964 | 6.714 |
| Enel Distribución Chile S.A. | Impatriados | 299.916 | - |
| Enel Generación Chile S.A. | Impatriados | 211.795 | - |
| Enel Generación Chile S.A. | Diferencia en cambio | 50.203 | 41.576 |
| Enel Italia S.R.L. | Impatriados | 211.566 | - |
| Enel Italia S.R.L. | Diferencia en cambio | 80.035 | 81.205 |
| Empresa Distribuidora Sur S.A. | Impatriados | 182.647 | - |
| Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. | Fibra óptica Betania | 161.840 | 267.750 |
| Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. | Otros Servicios | 2.032 | - |
| Enel Chile S.A. | Expatriados | 120.962 | - |
| Enel Chile S.A. | Diferencia en cambio | 108.308 | - |
| Enel Green Power España S.L.U. | Diferencia en cambio | 97.347 | - |
| Enel Green Power España S.L.U. | Expatriados | 86.714 | - |
| Enel Brasil S.A. | Impatriados | 56.908 | 139.159 |
| Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L. | Diferencia en cambio | 20.882 | - |
| Energía y Servicios South América | Otros Servicios | 11.592 | - |
| Endesa Energía S.A. | Diferencia en cambio | 8.672 | - |
| Cesi S.p.A. | Diferencia en cambio | 2.100 | - |
| E-distribuzione S.p.A. | Diferencia en cambio | 1.755 | - |
| Enel Produzione S.p.A. | Diferencia en cambio | - | 51.966 |
| Enel Produzione S.p.A. | Expatriados | - | 27.333 |
| | | \$ 151.419.084 \$ | 261.691.919 |

(a) Corresponde a transacciones realizadas de enero a febrero entre Emgesa S.A. E.S.P. con Codensa S.A. E.S.P. y Enel Green Power Colombia S.A. E.S.P., compañías que se fusionaron a partir del 1 de marzo de 2022 llevando sus resultados al patrimonio de Enel Colombia S.A. E.S.P. (Ver nota 1.4).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Junta Directiva y personal clave de la Gerencia

Junta Directiva

El Grupo cuenta con una Junta Directiva compuesta por siete (7) miembros principales, cada uno de ellos con un suplente personal, elegidos por la Asamblea General de Accionistas mediante el sistema de cociente electoral. Mientras la sociedad tenga la calidad de emisor de valores, el 25% de los miembros de la Junta Directiva serán independientes en los términos de ley. La designación de miembros de la Junta Directiva se hará para períodos de dos (2) años, pueden ser reelegidos indefinidamente y sin perjuicio de la facultad de la Asamblea de Accionistas de removerlos libremente en cualquier momento.

La Junta Directiva, vigente al 31 de diciembre de 2022, fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en sesión ordinaria llevada a cabo el 29 de marzo de 2022. En el Grupo se designa un presidente, el cual es elegido por la Junta Directiva entre sus miembros para un período de dos (2) años, pudiendo ser reelegido indefinidamente o removido libremente antes del vencimiento del período. Así mismo, la Junta Directiva nombrará a un secretario, quien no podrá ser miembro de la Junta y podrá ser reemplazado libremente en cualquier momento. La designación del presidente y secretario se aprobó por la Junta Directiva en sesión No. 507 del 30 de marzo de 2022.

Conforme a lo establecido en el artículo 43 numeral segundo de los estatutos sociales, es función de la Asamblea General de Accionistas fijar la remuneración de los miembros de la Junta Directiva. La remuneración vigente, según aprobación de la Asamblea de Accionistas en sesión ordinaria del 29 de marzo de 2022 es de USD\$2.000(*), después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva. (*) Cifras en dólares completos.

De acuerdo con el acta de Asamblea General de Accionistas número 107 celebrada el 29 de marzo de 2022, se aprobó la plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación:

| Renglón | Principal | Suplente |
|---------|----------------------------|---------------------------------|
| Primero | Lucio Rubio Díaz | Francesco Bertoli |
| Segundo | José Antonio Vargas Lleras | Maurizio Rastelli |
| Tercero | Andrés Caldas Rico | Diana Marcela Jiménez Rodríguez |
| Cuarto | Carolina Soto Losada | Sin Designación |
| Quinto | Juan Ricardo Ortega López | Andrés Baracaldo Sarmiento |
| Sexto | Jorge Andrés Tabares Ángel | Néstor Raúl Fagua Guauque |
| Séptimo | Astrid Martínez Ortiz | Sin designación |

La composición de la Junta Directiva se encuentra debidamente inscrita en el Registro Mercantil administrado por la Cámara de Comercio de Bogotá.

Los honorarios pagados a la Junta Directiva:

Personal clave de la gerencia

| Tercero | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Rubio Díaz Lucio | \$ 136.641 | \$ 55.147 |
| Vargas Lleras José Antonio | 127.949 | 55.147 |
| Ortega López Juan Ricardo | 127.709 | 50.718 |
| Martínez Ortiz Astrid | 118.777 | - |
| Soto Losada Carolina | 118.777 | - |
| Caldas Rico Andrés | 109.844 | 50.615 |
| Tabares Ángel Jorge Andrés | 109.844 | - |
| Villasante Losada Alvaro | 36.194 | 55.147 |
| Rastelli Maurizio | 9.040 | - |
| Veleño Quintero Martha Yaneth | - | 51.017 |
| Lafaurie Luisa Fernanda | - | 55.147 |
| Jimenez Rodriguez Diana Marcela | - | 4.533 |
| Alfonso Orjuela Jaime | - | 4.429 |
| Castro Lachner Luis Javier | - | 4.131 |
| Total general | \$ 894.775 | \$ 386.031 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

A continuación, se relaciona el personal clave de la gerencia:

| Nombre | Cargo | Periodo |
|---------------------------|-------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| Lucio Rubio Díaz | Gerente | enero – diciembre. |
| Eugenio Calderón | Primer Suplente del Gerente | marzo – diciembre. |
| Fernando Gutierrez Medina | Segundo Suplente del Gerente | enero – diciembre. |
| Francesco Bertoli | Tercer Suplente del Gerente | enero – diciembre. |
| Carlos Mario Restrepo | Cuarto Suplente del Gerente | enero – diciembre |
| Maurizio Rastelli | Quinto Suplente del Gerente / Gerente Administración Finanzas y Control | marzo – diciembre. |

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la gerencia del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022 ascienden a \$9.840.963. Estas remuneraciones incluyen los salarios y beneficios a corto y largo plazo (bono anual por cumplimiento de objetivos y bono LTI):

| | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|--------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Remuneraciones | \$ 6.955.482 | \$ 2.208.149 |
| Beneficios a corto plazo | 1.452.147 | 640.598 |
| Beneficios a largo plazo | 1.433.334 | 1.179.036 |
| | \$ 9.840.963 | \$ 4.027.783 |

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

El Grupo tiene para sus ejecutivos un bono anual por cumplimiento de objetivos. Este bono corresponde a un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Al 31 de diciembre de 2022 el Grupo no cuenta con beneficios de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia, ni ha constituido garantía a favor de estos.

Al 31 de diciembre de 2022 no hay pagos de indemnizaciones por terminación de contrato.

9. Inventarios, neto

| | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|---------------------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1) | \$ 290.289.310 | \$ 29.631.367 |
| Carbón (2) | 86.464.724 | 27.436.359 |
| Transformadores | 46.094.006 | - |
| Fuel oil (3) | 32.550.531 | 22.399.327 |
| Materiales no eléctricos (1) | 10.220.806 | - |
| Otros inventarios | 3.307.773 | - |
| Bonos de carbono CO2 (4) | 90.656 | 14.690.586 |
| Total inventarios | \$ 469.017.806 | \$ 94.157.639 |

(1) Los materiales y accesorios están compuestos por:

| | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|--------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Repuestos y materiales (a) | \$ 307.932.335 | \$ 29.631.367 |
| Provisión de Materiales (b) | (7.422.219) | - |
| Total Otros Inventarios | \$ 300.510.116 | \$ 29.631.367 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

- a) Los materiales y repuestos corresponden a elementos que serán utilizados en el proceso de construcción de proyectos, reparaciones y/o mantenimientos de las plantas de generación, subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con el plan de mantenimiento e inversiones definido por el Grupo para el año 2022, el incremento se presenta a través de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las Compañía Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y Codensa S.A. E.S.P (ver nota 1.4 Fusión).

Centroamérica:

Los inventarios de las compañías de Centroamérica corresponden al grupo de materiales, repuestos y accesorios eléctricos.

| Inventarios Centroamérica | |
|----------------------------------------|----------------------|
| País | Valor |
| Guatemala | \$ 25.736.476 |
| Panamá | 8.082.811 |
| Costa Rica | 1.995.168 |
| Total Inventarios Centroamérica | \$ 35.814.455 |

- b) Al 31 de diciembre de 2021 se realizó el uso total de la provisión para el periodo 2021 y para la vigencia 2022 se constituye provisión de obsolescencia correspondiente a materiales eléctricos y accesorios para los proyectos de redes y subestaciones y para la central Cartagena.

En las compañías de Centroamérica, Panamá tiene al 31 de diciembre de 2022 una provisión de obsolescencia por \$2.461.474.

- (2) Carbón (Central Termozipa): Con corte a diciembre 31 de 2022 y con respecto al mismo corte de 2022, el inventario de carbón se incrementó en cantidad por la necesidad de iniciar la estación de verano (a partir de diciembre) con el máximo volumen almacenado, ante las expectativas de alto consumo en dicha estación (hasta abril de 2023). Adicionalmente, los precios se incrementaron por desbalance entre oferta y demanda y los impactos en los mercados de combustibles del conflicto Rusia-Ucrania.
- (3) Fuel Oil (Central Cartagena): Al 31 de diciembre de 2022 el volumen del inventario de combustóleo no registró variación relevante con respecto al cierre de 2021. No obstante, el valor del inventario aumentó debido a que las compras realizadas para reponer el stock incorporaron un mayor precio del combustible, como efecto del conflicto Rusia-Ucrania. Dichas compras se efectuaron para reponer el consumo derivado del despacho de la Central Cartagena (generaciones de seguridad del SIN y pruebas).
- (4) Al 31 de diciembre de 2022, se tienen reconocidos bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de \$54.656.620, correspondientes a 2.691.628 certificados emitidos en noviembre de 2020 por reducción de emisiones CO2 de los años 2015 – 2018 por \$18.755.788, 1.396.818 certificados emitidos en marzo de 2021 por reducción de emisiones CO2 de los años 2019 y 2020 por \$19.415.770 y 1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO2 por \$16.485.062 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Dario Valencia Samper, Salto II Tequendama; así mismo, se han realizado ventas de certificados CO2 con impacto en el inventario por (\$54.565.964).

El valor de los inventarios reconocido como gasto durante el período, corresponde a los consumos para la generación de energía.

10. Activos y pasivos mantenidos para la venta

El Grupo al 31 de diciembre de 2022, tiene activos mantenidos para la venta por \$849.007.899; así como pasivos directamente asociados con activos mantenidos para la venta por \$114.332.710; los cuales se describen a continuación:

Compañías ZE: (Usme ZE S.A.S., Fontibón ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S., Colombia ZE S.A.S.)

El 17 de junio de 2020 las sociedades Enel Colombia SA E.S.P. en adelante (Enel) y MPCÍ Ebus Colombia Holdings S.A.S. en adelante (AMP), firmaron un acuerdo comercial para el desarrollo de negocios de vehículos para transporte público eléctrico

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

en la modalidad de transporte masivo terrestre. Como producto de la estrategia comercial, se dio la oportunidad de negocio en el Proyecto Transmilenio 2.1. Por consiguiente, propuso participar en las Unidades Funcionales (i) UF7 – Fontibón IV (“UF7”), y (ii) UF13 – Usme II licitadas en este proyecto.

El 30 de diciembre de 2020, TMSA adjudicó el Proyecto Transmilenio a Bogotá ZE S.A.S., subsidiaria de propiedad de, Colombia ZE S.A.S., la cual a su vez es subsidiaria de propiedad total del Vendedor: conforme a las bases de licitación del Proyecto Transmilenio, Bogotá ZE S.A.S. constituyó las sociedades Fontibón ZE S.A.S. y Usme ZE S.A.S. en adelante (SPV).

Las sociedades Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. fueron constituidas el 18 de enero de 2021, con el objeto principal de suscribir y ejecutar los contratos de concesión para la Unidad Funcional de Operación – UFO 7 Fontibón IV y la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme IV dentro del proceso de selección abreviada No. TMSA-SAM-14-2020 y TMSA-SAM-15-2020. Los contratos de concesión No. 107 y 108 de 2021, fueron firmados con la Empresa de Transporte del Tercer Milenio- Transmilenio S.A. en adelante (TMSA) el 27 de enero de 2021.

El único accionista de estas compañías es la Sociedad Bogotá ZE S.A.S., la cual fue constituida el 20 de octubre de 2020, a su vez los accionistas de Bogotá ZE S.A.S. al 30 de junio de 2022 eran Enel Colombia S.A. E.S.P. con una participación del 62,994% de sus acciones y Colombia ZE S.A.S. con un 37,005 % de sus acciones.

El 19 de julio de 2022 mediante el acta N.º 10 correspondiente a “Reunión extraordinaria Asamblea de Accionista Único Colombia ZE S.A.S.”, se aprobó la capitalización de la sociedad Colombia ZE S.A.S. con un aporte en especie por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P. de 317.248.010 acciones que tiene en la sociedad Bogotá ZE S.A.S., con una participación por un valor nominal más una prima en colocación que aporta en especie por \$31.724.801.

Según lo anterior, el único accionista de Bogotá ZE S.A.S. es la sociedad Colombia ZE S.A.S. la cual fue constituida el 17 de abril de 2018, con un único accionista Enel Colombia S.A. E.S.P.

De acuerdo con la adjudicación de estos contratos de concesión y dando alcance al acuerdo complementario de estrategia de negocio, el 16 de junio de 2022, Enel Colombia S.A. E.S.P. notificó a la compañía AMPCI Ebus Developments LLC (AMP) el cumplimiento de las condiciones para la venta.

El 14 de diciembre de 2022 se firmó el acuerdo de compra entre Enel Colombia SA E.S.P. (comprador) y AMPCI Ebus Colombia Holdings S.A.S. (vendedor), considerado, que cada uno de los SPV de la Concesión ha cumplido con sus obligaciones en virtud del Contrato de Concesión correspondiente, incluida la creación de los fondos fiduciarios (patrimonios autónomos), la provisión de la Flota y la construcción y entrega de la Infraestructura de Apoyo pertinente (Infraestructura de Soporte) de las Unidades Funcionales, en cada caso a satisfacción de TMSA, de conformidad con los términos y condiciones de los Contratos de Concesión y las bases de licitación del Proyecto Transmilenio.

A la fecha de suscripción de este Acuerdo, (i) Enel Colombia S.A. E.S.P., actualmente tiene 5.503.986 acciones ordinarias de Colombia ZE S.A.S., representando el 100% del capital social de Colombia ZE S.A.S., (las “Acciones Existentes”); (ii) Colombia ZE S.A.S. actualmente tiene 5.186.737 acciones ordinarias de Bogotá ZE S.A.S., representando el 100% del capital social de Bogotá ZE S.A.S.; (iii) Bogotá ZE S.A.S., actualmente tiene 38.942.000.000 acciones ordinarias de Fontibón ZE S.A.S., representando el 100% del capital social de Fontibón ZE S.A.S., y (b) 51.936.000. acciones ordinarias de Usme ZE S.A.S., representando el 100% del capital social de Usme ZE S.A.S.

Por lo cual, las Partes han acordado que durante el primer trimestre del año 2023, el comprador (a) adquirirá las acciones compradas del vendedor y (b) suscribirá las acciones emitidas de Colombia ZE S.A.S. y como resultado de estas transacciones, AMP obtendrá el 80% del capital social de Colombia ZE S.A.S., lo cual conduce a la compra del 80% del capital social de su subsidiaria Bogotá ZE S.A.S., y a su vez el 80% del capital social de Fontibón ZE S.A.S., y Usme ZE S.A.S. subsidiarias, de Bogotá ZE S.A.S.

Por lo anterior, al 31 de diciembre de 2022, y según la disposición de la Norma Internacional de Información Financiera Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta (NIIF 5), el Grupo reclasificó los activos y pasivos de las sociedades, Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S., Usme ZE S.A.S., y Fontibón ZE S.A.S., como mantenidos para la venta, según los conceptos que se detallan a continuación:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
 Notas a los Estados Financieros Consolidados
 (En miles de pesos)

| | Colombia ZE S.A.S. | Bogotá ZE S.A.S. | Usme ZE S.A.S. | Fontibón ZE S.A.S. | Saldo al 31 de diciembre 2022 | Reclasificación | Saldo a 31 de diciembre de 2022 |
|--------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|---------------------|--------------------|-----------------------|----------------------------------|----------------------|------------------------------------|
| ACTIVOS | | | | | | | |
| ACTIVOS CORRIENTES | | | | | | | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 5.137.622 | 152.057 | 10.751.208 | 25.545 | 16.066.432 | (16.066.432) | - |
| Otros activos financieros | - | - | 15.791.483 | 13.665.802 | 29.457.285 | (29.457.285) | - |
| Otros activos no financieros | 132.896 | - | 45.720.116 | 33.120.545 | 78.973.557 | (78.973.557) | - |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras Cuentas por cobrar. neto | - | - | 9.968.366 | 8.279.772 | 18.248.138 | (18.248.138) | - |
| Activos por impuestos | 68.829 | - | 11.880.332 | 2.871.945 | 14.821.106 | (14.821.106) | - |
| Activos mantenidos para la venta | - | - | - | - | - | 157.566.518 | 157.566.518 |
| Total de activos corrientes | 5.339.347 | 152.057 | 94.111.505 | 57.963.609 | 157.566.518 | - | 157.566.518 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | | | | | |
| Otros activos financieros | 931 | - | 349.780.667 | 267.023.700 | 616.805.298 | (616.805.298) | - |
| Otros activos no financieros | - | - | - | 4.264.185 | 4.264.185 | (4.264.185) | - |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | - | - | (711.384) | (543.127) | (1.254.511) | 1.254.511 | - |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes | - | - | 10.748.199 | 7.942.630 | 18.690.829 | (18.690.829) | - |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 118.837.917 | 118.726.301 | - | - | 237.564.218 | (237.564.218) | - |
| Propiedades, planta y equipo | - | - | 19.950.900 | 30.473.531 | 50.424.431 | (50.424.431) | - |
| Activos por impuestos diferidos | 1.050 | - | - | - | 1.050 | (1.050) | - |
| Activos mantenidos para la venta | - | - | - | - | - | 926.495.500 | 926.495.500 |
| Total de activos no corrientes | 118.839.898 | 118.726.301 | 379.768.382 | 309.160.919 | 926.495.500 | - | 926.495.500 |
| Eliminaciones y reclasificaciones | | | | | | (235.054.119) | (235.054.119) |
| Total Activos Mantenidos Para La Venta | 124.179.245 | 118.878.358 | 473.879.887 | 367.124.528 | 1.084.062.018 | (235.054.119) | 849.007.899 |
| PASIVOS CORRIENTES | | | | | | | |
| Otros pasivos financieros | - | - | 2.402.275 | 3.770.634 | 6.172.909 | (6.172.909) | - |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar. neto | 7.368 | 59.451 | 3.253.891 | 6.550.012 | 9.870.722 | (9.870.722) | - |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas | - | - | 376.336.584 | 236.671.074 | 613.007.658 | (613.007.658) | - |
| Pasivos por impuestos | 132.330 | - | 18.183.635 | 5.435.755 | 23.751.720 | (23.751.720) | - |
| Provisiones por beneficios a los empleados | - | - | 43.193 | 49.811 | 93.004 | (93.004) | - |
| Otros pasivos no financieros | 573 | - | 1.215.272 | 1.661.920 | 2.877.765 | (2.877.765) | - |
| Pasivos mantenidos para la venta | - | - | - | - | - | 655.773.778 | 655.773.778 |
| Total de pasivos corrientes | 140.271 | 59.451 | 401.434.850 | 254.139.206 | 655.773.778 | - | 655.773.778 |
| PASIVOS NO CORRIENTES | | | | | | | |
| Otros pasivos financieros | - | - | 18.038.167 | 27.997.280 | 46.035.447 | (46.035.447) | - |
| Otras provisiones | - | - | 490.049 | 390.655 | 880.704 | (880.704) | - |
| Pasivo por impuestos diferidos | - | - | 5.681.601 | 14.078.049 | 19.759.650 | (19.759.650) | - |
| Pasivos mantenidos para la venta | - | - | - | - | - | 66.675.801 | 66.675.801 |
| Total de pasivos no corrientes | - | - | 24.209.817 | 42.465.984 | 66.675.801 | - | 66.675.801 |
| Eliminaciones y reclasificaciones | | | | | | (608.116.869) | (608.116.869) |
| Total Pasivos Directamente Asociados Con Activos Mantenidos Para La Venta | 140.271 | 59.451 | 425.644.667 | 296.605.190 | 722.449.579 | (608.116.869) | 114.332.710 |

Así mismo, el Grupo ha realizado el deterioro de estos activos mantenidos para la venta, de acuerdo con el valor de compra fijado de la sociedad Colombia ZE S.A.S. siendo este inferior al valor en libros registrado. A continuación, se detalla el valor del deterioro:

| Saldo a 31 de diciembre 2022 | Colombia ZE S.A.S. | Bogotá ZE S.A.S. | Usme ZE S.A.S. | Fontibón ZE S.A.S. | Total a 31 de diciembre 2022 |
|--------------------------------|--------------------|---------------------|-------------------|-----------------------|---------------------------------|
| Activos | 124.179.245 | 118.878.358 | 473.879.887 | 367.124.528 | 1.084.062.018 |
| Pasivos | (140.271) | (59.451) | (425.644.667) | (296.605.190) | (722.449.579) |
| Patrimonio | (124.038.974) | (118.818.907) | (48.235.220) | (70.519.338) | (361.612.439) |
| Capital | 5.503.986 | 503.610 | 104.872 | 392.420 | 6.504.888 |
| Prima | 49.894.515 | 49.758.360 | 10.283.328 | 38.750.580 | 148.686.783 |
| Perdidas/Utilidades acumuladas | 6.886.071 | 18.870.285 | 792.439 | 23.808.338 | 50.357.133 |
| Perdida/Utilidad del periodo | 60.375.890 | 39.910.041 | 29.560.965 | 5.285.004 | 135.131.900 |
| ORI | 1.378.512 | 9.776.611 | 7.493.616 | 2.282.996 | 20.931.735 |
| Total Capital y Prima | 55.398.501 | 50.261.970 | 10.388.200 | 39.143.000 | 155.191.671 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

| Saldo a 31 de diciembre 2022 | Colombia ZE S.A.S. | Bogotá ZE S.A.S. | Usme ZE S.A.S. | Fontibón ZE S.A.S. | Total a 31 de diciembre 2022 |
|----------------------------------------------------|--------------------|-------------------|-------------------|--------------------|------------------------------|
| Valor razonable (80% sobre capital y prima) | 44.318.801 | 40.209.576 | 8.310.560 | 31.314.400 | 124.153.337 |
| Valor en libros | | | | | |
| Activos (80%) | 99.343.396 | 95.102.686 | 379.103.910 | 293.699.622 | 867.249.614 |
| Pasivos (80%) | (112.217) | (47.561) | (340.515.734) | (237.284.152) | (577.959.664) |
| Total valor en libros | 99.231.179 | 95.055.125 | 38.588.176 | 56.415.470 | 289.289.950 |
| Deterioro (*) | | | | | 54.912.378 |

(*) El deterioro se calcula sobre el 80% de los activos y pasivos de Colombia ZE, vs el monto de la oferta realizada por AMP

Otros activos mantenidos para la venta

| | Al 31 de diciembre de 2022 |
|----------------------------------|----------------------------|
| Propiedades, planta y equipo (1) | \$ 261.138 |
| | \$ 261.138 |

(1) Según los acuerdos de arreglo directo realizados entre la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. y Estandarte Promotora S.A.S., se formaliza el proceso de compra de activos por parte de esta entidad con el primer pago efectuado en el mes de agosto de 2021.

Este acuerdo considera dos activos:

Una bodega (edificio y terreno) ubicada en el municipio de Facatativá (Cundinamarca), actualmente se tiene un contrato de arrendamiento en el cual el comprador es el arrendatario.

El terreno denominado Waku-Waku ubicado en la ciudad de Bogotá, sobre el cual se ha firmado un contrato de derechos fiduciarios.

El 30 de junio de 2022 se cumplió el hito del segundo pago por valor de \$6.100.000 detallados así: Lote Waku-Waku \$5.412.112 y bodega Facatativá por \$687.888.

El 29 diciembre de 2022 se recibió el tercer abono por valor de \$5.000.000 detallados así: Lote Waku-Waku \$2.902.348 y bodega Facatativá por \$2.097.652.

Al 31 de diciembre de 2022 se protocolizó la venta del Lote Waku-Waku mediante la escritura 2345-22 de la notaría 70 por el cual se realizó la transferencia de dominio, adicionalmente la venta de la bodega Facatativá se realizó parte de la protocolización de la venta a través de la escritura 2346-22, al 31 de diciembre de 2022 se encuentra en proceso de protocolización en virtud de la licencia de subdivisión del predio por valor en libros de \$261.138.

Teniendo en cuenta la formalización del proceso de venta y lo establecido en la NIIF 5 Activos no corrientes mantenidos para la venta, se clasifican como activos mantenidos para la venta por el valor en libros, que es inferior al valor razonable de los activos.

11. Activos por impuesto de renta

El activo correspondiente a impuestos se presenta a continuación:

| | Al 31 de diciembre 2022 | Al 31 de diciembre 2021 |
|-------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Anticipo por impuesto de renta (CAM) (1) | \$ 10.550.736 | \$ - |
| Autorretenciones de retención en la fuente (2) | 5.912.445 | 2.420.336 |
| Descuentos tributarios y retenciones en la fuente (SPCC) | 123.140 | 89.227 |
| Impuesto sobre la renta y complementarios corrientes (SPCC) | (74.695) | (65.716) |
| Activo por impuesto de renta (Enel X Colombia S.A.S E.S.P.) | - | - |
| Activo por impuestos corrientes | \$ 16.511.626 | \$ 2.443.847 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

(1) Los anticipos por impuesto renta (CAM) están compuesto por lo siguiente:

| | <u>Al 31 de diciembre 2022</u> |
|-----------------------------------------|--------------------------------|
| Total sociedades Costa Rica | \$ 5.964.738 |
| Total sociedades Panamá | 4.585.998 |
| Total anticipo impuesto de renta | \$ 10.550.736 |

(2) La variación del activo por impuesto corriente en Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponde al reconocimiento de \$1.002.035 por el pago de autorretenciones a favor del 2019 presentadas y del ajuste al anticipo de renta descontado en el año 2021 por \$2.420.336, como consecuencia del mayor valor de autorretenciones a favor de la vigencia 2020. En ese sentido la discriminación de cada periodo corresponde a:

| | <u>Al 31 de diciembre de 2022</u> | <u>Al 31 de diciembre de 2021</u> |
|----------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Autorretenciones a favor 2020 | \$ 2.420.336 | \$ - |
| Autorretenciones a favor 2019 | 1.002.035 | - |
| Menor valor de anticipo 2020 | 2.420.336 | 2.420.336 |
| Activo por impuestos corrientes | \$ 5.842.707 | \$ 2.420.336 |

Así mismo, las siguientes compañías registran autorretenciones y retenciones en la fuente:

| | <u>Al 31 de diciembre 2022</u> |
|-----------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| Autorretenciones y retenciones EGP Fotovoltaica- La Loma S.A.S. | \$ 10.814 |
| Autorretenciones y retenciones Atlántico Photovoltaic S.A.S. | 45.024 |
| Autorretenciones y retenciones Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. | 13.900 |
| Autorretenciones y retención en la fuente | \$ 69.738 |

12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

Las participaciones que el Grupo posee en asociadas se registran siguiendo el método de participación de acuerdo con la política definida.

El siguiente es el detalle de las inversiones:

| <u>Títulos Participativos en Acciones</u> | <u>Actividad Económica</u> | <u>Relación</u> | <u>Acciones Ordinarias</u> | <u>% Participación</u> | <u>Al 31 de diciembre de 2022</u> |
|----------------------------------------------------------------|----------------------------|-----------------|----------------------------|------------------------|-----------------------------------|
| Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) (1) | Inversión | Asociada | 15.678 | 48,9938% | 14.584.815 |
| | | | | | \$ 14.584.815 |

(1) Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) es una sociedad anónima que tiene como objeto principal el desarrollo de las actividades propias de las compañías de financiamiento de conformidad con lo permitido por la ley. Se considera la inversión de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo que la participación es del 48,99% y en la que el Grupo tiene influencia significativa.

Información correspondiente a la asociada:

| | <u>Total Activo</u> | <u>Total Pasivo</u> | <u>Patrimonio</u> | <u>Total Pasivo y Patrimonio</u> | <u>Pérdida del periodo</u> |
|---------------------------------------------------------|---------------------|---------------------|-------------------|----------------------------------|----------------------------|
| Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) | 31.034.356 | 1.265.631 | 29.768.725 | 31.034.356 | (1.093.254) |

13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

| Activos Intangibles | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|------------------------------------------------------|-------------------------------|----------------------------|
| Concesiones (1) | \$ 658.478.961 | \$ 7.228.914 |
| Costos por obtención de contratos (2) | 531.761.657 | - |
| Otros activos intangibles identificables (3) | 420.713.722 | 96.104.663 |
| Construcciones y avances de obras | 354.838.687 | 96.104.663 |
| Otros recursos intangibles | 65.875.035 | - |
| Programas informáticos (4) | 301.296.015 | 38.328.644 |
| Derechos y servidumbres (5) | 95.405.232 | 39.986.109 |
| Costos de desarrollo (6) | 37.254.821 | 1.406.386 |
| Licencias | 9.069.656 | 3.573.489 |
| Activos intangibles, neto | \$ 2.053.980.064 | \$ 186.628.205 |
| Costo | | |
| Concesiones | \$ 1.919.403.139 | \$ 9.577.016 |
| Costos por obtención de contratos | 539.399.396 | - |
| Otros Activos Intangibles Identificables | 469.072.009 | 99.974.078 |
| Construcciones y avances de obras | 354.838.687 | 96.104.663 |
| Otros recursos intangibles | 114.233.322 | 3.869.415 |
| Programas Informáticos | 692.031.409 | 92.905.910 |
| Derechos y Servidumbres | 164.002.110 | 87.751.243 |
| Licencias | 93.488.301 | 22.895.740 |
| Costos de desarrollo | 71.652.225 | 5.335.542 |
| Activos Intangibles, Bruto | \$ 3.949.048.589 | \$ 318.439.529 |
| Amortización | | |
| Concesiones | (1.255.098.838) | - |
| Deterioro concesión | (5.825.340) | - |
| Costos por obtención de contratos | (7.637.739) | - |
| Otros Activos Intangibles Identificables | (48.358.287) | (6.217.517) |
| Programas Informáticos | (390.735.394) | (54.577.266) |
| Derechos y Servidumbres | (68.596.878) | (47.765.134) |
| Licencias | (84.418.645) | (19.322.251) |
| Costos de desarrollo | (34.397.404) | (3.929.156) |
| Amortización Acumulada de Activos Intangibles | \$ (1.895.068.525) | \$ (131.811.324) |

(1) Las concesiones corresponden a:

- **Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.**

Corresponde a los derechos de concesión portuaria otorgados por la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) por \$884.113, costo de construcción del muelle fijo por \$7.070.076. Así mismo, luego de las evaluaciones efectuadas, se determinó que la construcción del muelle fijo representa la contraprestación por el derecho de uso y explotación del muelle durante un tiempo determinado; que de acuerdo con lo establecido en el párrafo 17 de la CINIF 12, debe reconocerse como un activo intangible, adicionalmente, este derecho cumple con las características de un activo intangible como lo define la NIC 38 dado que es identificable, controlado por el Grupo durante la concesión y del cual se derivarán beneficios económicos.

Reconocimiento del muelle flotante como un activo intangible por \$1.622.827, toda vez que, se enmarca en el contrato de concesión y teniendo en cuenta que cumple las condiciones bajo CINIF 12 para dicho reconocimiento. Al 31 de diciembre de 2022 el valor neto de concesiones en Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. es de \$554.240; se registra un gasto por deterioro de \$(5.825.340) generado por la finalización de la operación comercial de su principal cliente la Central Cartagena propiedad de Enel Colombia S.A. E.S.P. a partir de noviembre de 2023, en el marco de la estrategia de transición energética para esta central basada en principios de sostenibilidad y transición justa.

| | SPCC |
|------------------|--------------|
| Costo | \$ 9.577.016 |
| Amortización | (3.197.436) |
| Deterioro | (5.825.340) |
| Neto Concesiones | \$ 554.240 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

• **Costa Rica:**

P.H. Chucás S.A. tiene un contrato firmado de acuerdo de compra de energía (PPA) con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por la construcción, operación y traslado de la planta (BOT) hasta septiembre 2031. Se reconoce tanto un instrumento financiero como un activo intangible por la contraprestación a cobrar por la construcción de la Planta Chucás.

| | Costa Rica |
|------------------|-------------------|
| Costo | \$ 1.395.337.622 |
| Amortización | (1.168.328.666) |
| Neto Concesiones | \$ 227.008.956 |

• **Panamá:**

La compañía Enel Fortuna S.A. tiene contrato de concesión para la generación de energía hidroeléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí donde se ubica la Planta Fortuna de 300 MW. La concesión tiene vigencia de 50 años hasta el 2038.

| | Panamá |
|------------------|----------------|
| Costo | \$ 216.459.000 |
| Amortización | (83.572.736) |
| Neto Concesiones | \$ 132.886.264 |

(2) Panamá: corresponde a la cesión de los contratos de suministro de energía a favor de Enel Fortuna S.A., por parte de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc, de 224 MW, como costos por obtención de contratos de suministro de energía PPA (acuerdos de compra de energía).

Enel Panamá CAM, S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá, S.R.L) PPA por acuerdo de compra de energía con Sol Real LTD, para distribución en el mercado correspondiente a 202 GW.

(3) Los otros activos intangibles identificables están compuestos principalmente por las ejecuciones y adquisiciones de los proyectos que se relacionan a continuación:

| Nombre proyecto | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Obligaciones ambientales impuestas por la CAR -Cadena Río Bogotá | 92.226.429 | 92.226.429 |
| Intangibles Guatemala | 57.430.816 | - |
| Nuevos desarrollos Digital Hub | 38.704.864 | - |
| Proyecto Bd - Atlántico PV | 35.533.655 | - |
| Proyecto Billing Faro | 33.420.844 | - |
| Smart Meter y Smart Tracking | 21.373.259 | - |
| Proyectos market GDS | 18.032.461 | - |
| BD - Chinú-Sahagun | 16.733.236 | - |
| Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT | 14.654.391 | - |
| Proyecto Bd Solar - Guayepo | 13.924.708 | - |
| BD -Sahagun-Valledupar-Chemesky-windpeshi | 12.178.353 | - |
| Liquidadores CFC, project y NewCo | 7.638.497 | - |
| Foundation layer –GR&3DM | 7.324.282 | - |
| Software Trading Guatemala | 7.209.578 | - |
| Arora-Complex project advanced mon. | 6.181.152 | - |
| Proyecto Bd El Paso Extension | 5.638.581 | - |
| Network analysis tool | 4.447.856 | - |
| Resource allocation optimization | 4.442.264 | - |
| Proyecto varios Costa Rica | 3.514.305 | - |
| Sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas ERP | 3.512.975 | - |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
 (En miles de pesos)

| Nombre proyecto | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Proyecto Wind Tumawind | 2.973.429 | - |
| Otros proyectos corporativos y comerciales - ICT y renovables | 2.808.704 | 3.878.234 |
| Desarrollo herramienta de captura de datos para cálculo de margen de contribución) | 2.651.588 | - |
| Cybersecurity | 2.298.894 | - |
| Salesforce | 1.800.151 | - |
| Main | 1.103.517 | - |
| Proyecto Bd Solar- Fundación | 916.283 | - |
| Global Fonto office | 763.972 | - |
| CROSS Nuevos desarrollos de tecnologías cruzadas | 511.287 | - |
| Desarrollo de nuevas soluciones | 469.012 | - |
| Desarrollo Fortuna Panama | 294.379 | - |
| Total Otros activos intangibles identificables | \$ 420.713.722 | \$ 96.104.663 |

Centroamérica:

Guatemala: corresponde principalmente a derechos que se tienen con Inadisa Volcan S.A., por \$46.327.817; servidumbre de paso finca San Francisco por \$10.057.162; servidumbre de Paso finca Jumuc \$970.287 y derechos posesorios para casa de operadores (CAAL) por \$75.550. Software trading por valor de \$7.209.578.

Costa Rica: Corresponde principalmente a software y desarrollos corporativos asociados a proyectos de Veeam Backup y proyecto SAP E4E versión corporativa por valor de \$3.514.305.

Panamá: corresponde proyecto en desarrollo de la planta Enel Fortuna S.A., por valor de \$294.379.

- (4) La variación en el 2022 corresponde principalmente Adiciones de Programas Informáticos a través de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las Compañía Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y Codensa S.A. E.S.P (ver nota 1.4 Fusión).

En la compañía Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (Antes Inversora Codensa S.A.S.) se presentan adiciones por valor de \$741.826 correspondiente a desarrollos realizados en el año 2022 sobre sistemas Mithra, SAP pago y Service Now.

- (5) La variación corresponde principalmente a las adiciones de derechos y servidumbres a través de la fusión realizada en marzo de 2022 de las Compañía Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y Codensa S.A. E.S.P (ver nota 1.4 Fusión).

Dentro de los derechos se presentan como intangibles las erogaciones para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil, proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco para la producción de la Central Pagua, la amortización se reconoce por el método de línea recta en un período de 50 años.

Dentro de las servidumbres las más significativas están: Nueva Esperanza, Compartir, Líneas AT y MT de Nueva Esperanza a las diferentes subestaciones y los proyecto El Paso y Atlántico. Así mismo, en este rubro se clasifica la prima de estabilidad jurídica de proyecto El Quimbo, esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo con la vigencia de los beneficios tributarios.

La amortización al 31 de diciembre de 2022 y 2021 corresponde a \$2.893.229 y \$2.889.849, respectivamente.

En la compañía Atlántico Photovoltaic S.A.S. se presenta un valor de \$685.000 correspondiente a la constitución de servidumbres.

- (6) Corresponde a las adiciones de costos de desarrollo, licencias y proyectos en curso obtenidas a través de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las Compañía Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y Codensa S.A. E.S.P, (ver nota 1.4 Fusión).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

La composición y movimientos del rubro activos intangibles se detalla a continuación:

| | Costos de desarrollo | Concesiones | Derechos y servidumbres | Licencias | Programas informáticos | Construcciones y avances de obras | Costos por contratos | Otros recursos intangibles | Activos Intangibles |
|-------------------------------------------------|----------------------|-----------------------|-------------------------|---------------------|------------------------|-----------------------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------------|
| Saldo Inicial 01 de enero de 2021 | \$ 1.495.917 | \$ 8.011.384 | \$ 42.875.958 | \$ 3.121.800 | \$ 25.799.349 | \$ 29.672.370 | - | \$ 82.486 | \$ 111.059.264 |
| Adiciones | - | 62.811 | - | - | 370.515 | 95.616.489 | - | - | 96.049.815 |
| Trasposos | - | - | - | 1.930.644 | 27.253.552 | (29.184.196) | - | - | - |
| Amortización | (89.531) | (845.281) | (2.889.849) | (1.478.955) | (15.094.772) | - | - | (82.486) | (20.480.874) |
| Total movimientos en activos intangibles | (89.531) | (782.470) | (2.889.849) | 451.689 | 12.529.295 | 66.432.293 | - | (82.486) | 75.568.941 |
| Saldo Final al 31 de diciembre de 2021 | \$ 1.406.386 | \$ 7.228.914 | \$ 39.986.109 | \$ 3.573.489 | \$ 38.328.644 | \$ 96.104.663 | - | - | \$ 186.628.205 |
| Adiciones (a) | - | - | 685.000 | - | 762.542 | 250.808.658 | 474.880.674 | 1.882.647 | 729.019.521 |
| Adiciones fusión (*) | 68.040.169 | 1.263.238.104 | 77.046.343 | 92.419.754 | 494.436.821 | 86.641.311 | 4.216.540 | 87.833.514 | 2.173.872.556 |
| Trasposos | - | - | 2.814.000 | 779.476 | 103.565.850 | (107.443.128) | - | 283.802 | - |
| Amortización | (474.888) | (24.145.289) | (4.215.805) | (5.943.224) | (97.171.556) | - | (5.437.672) | (6.289.630) | (143.678.064) |
| Amortización Fusión (*) | (30.061.092) | (957.926.438) | (16.615.938) | (59.651.569) | (238.986.571) | - | (1.280.176) | (30.416.403) | (1.334.938.187) |
| Deterioro | - | (5.825.340) | - | - | - | - | - | - | (5.825.340) |
| Otros (decrementos) incrementos (b) | (1.655.754) | 375.909.010 | (4.294.477) | (22.108.270) | 360.285 | 28.727.183 | 59.382.291 | 12.581.105 | 448.901.373 |
| Total movimientos en activos intangibles | \$ 35.848.435 | \$ 651.250.047 | \$ 55.419.123 | \$ 5.496.167 | \$ 262.967.371 | \$ 258.734.024 | \$ 531.761.657 | \$ 65.875.035 | \$ 1.867.351.859 |
| Saldo Final 31 de diciembre de 2022 | \$ 37.254.821 | \$ 658.478.961 | \$ 95.405.232 | \$ 9.069.656 | \$ 301.296.015 | \$ 354.838.687 | \$ 531.761.657 | \$ 65.875.035 | \$ 2.053.980.064 |

(*) Corresponde a los activos provenientes de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las compañías Codensa S.A.E.S.P y Enel Green Power Colombia S.A.S.E.S.P. (Ver nota 1.4 Fusión).

(a) Al 31 de diciembre de 2022 se registraron adiciones correspondientes a:

| Principales proyectos | A 31 diciembre de 2022 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|
| Contratos PPA Martano (Panama) | \$ 474.880.674 |
| Proyecto Billing Faro | 31.742.793 |
| Nuevos desarrollos Digital Hub | 27.954.535 |
| Proyectos market GDS | 23.169.229 |
| Proyecto E-home | 16.883.415 |
| Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT | 16.065.570 |
| Proyecto BD solar Chinú | 15.375.083 |
| Otros Proyectos Renovables | 15.357.660 |
| Smart Meter y Smart Tracking | 15.299.815 |
| Proyecto BD Atlántico PV | 14.374.484 |
| Foundation layer –GR&3DM | 7.324.282 |
| I-Gds Evolutivos | 6.657.576 |
| ARORA-Complex project advanced mon. | 6.181.152 |
| Local System Colombia (desarrollo de nuevas soluciones) | 6.177.117 |
| Proyecto BD Guayepo | 4.541.828 |
| Network analysis tool | 4.447.856 |
| Resource allocation optimization | 4.442.264 |
| Proyecto BD Wind Chemesky | 4.326.834 |
| Mape y Plant Data (desarrollo para conversión y análisis de datos y variables) | 3.862.672 |
| Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT | 3.663.242 |
| Nuevos desarrollos de tecnologías cruzadas | 2.942.538 |
| Salesforce | 2.664.436 |
| IC_Ambientes de Desarrollo | 2.591.723 |
| Cybersecurity | 2.422.120 |
| Proyecto BD Valledupar | 1.812.271 |
| Liquidadores CFC, project y NewCo | 1.752.979 |
| Cyber security (seguridad en funcionamiento de las centrales) | 1.660.270 |
| Software Trading (Guatemala) | 1.322.805 |
| Sistemas de servicio Centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas SAP ERP | 1.177.936 |
| Proyecto SAMAN | 1.142.110 |
| Maintenance remote control | 1.103.517 |
| proyectos trading | 1.013.212 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

| Principales proyectos | A 31 diciembre de 2022 |
|------------------------------------|---------------------------|
| Proyecto Scada (Costa Rica) | 1.045.672 |
| Proyectos gestión de contratos | 765.490 |
| Adiciones Enel X | 762.542 |
| Servidumbre Atlántico Photovoltaic | 685.000 |
| Proyecto BD Sahagun | 690.612 |
| Ludycommerce y proyecto | 442.091 |
| Activos Energéticos globales | 255.634 |
| Tradig Panamá | 38.482 |
| Total | \$ 729.019.521 |

(b) **Centroamerica:**

Los otros incrementos para las compañías de Centroamérica corresponden al efecto por tasa de cambio del 1 de marzo de 2022 (ver nota 1.4 Fusión) por activos intangibles distintos a la plusvalía adquiridos mediante la fusión con la compañía ESSA2 S.p.A. y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros a la moneda de presentación.

Al 31 de diciembre de 2022 el Grupo no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 31 de diciembre de 2022, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 31 de diciembre de 2022 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles los activos intangibles y no presentan cambios. Así mismo; no se identificó indicios de deterioro distintos a los de la concesión que tiene Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (ver nota 29).

14. Propiedades, Planta y Equipo, neto

| | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|-------------------------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Plantas y equipos (1) | \$ 16.808.149.672 | \$ 7.592.311.889 |
| Plantas de generación hidroeléctrica | 10.046.145.356 | 6.831.623.604 |
| Subestaciones, instalaciones y redes de distribución | 5.610.294.437 | - |
| Plantas de generación termoeléctrica | 620.296.072 | 760.688.285 |
| Renovables | 531.413.807 | - |
| Construcción en curso (2) | 3.706.038.784 | 121.409.999 |
| Edificios (3) | 570.746.420 | 51.848.693 |
| Terrenos (3) | 434.629.979 | 285.511.224 |
| Arrendamientos financieros (4) | 287.711.526 | 73.363.849 |
| Activos por uso NIIF 16 | 287.711.526 | 73.363.849 |
| Terrenos | 143.867.291 | - |
| Edificios | 123.931.330 | 71.115.493 |
| Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte) | 19.912.905 | 2.248.356 |
| Instalaciones fijas y otras (3) | 95.274.388 | 13.404.111 |
| Otras instalaciones | 64.504.520 | 7.534.166 |
| Instalaciones fijas y accesorios | 30.769.868 | 5.869.945 |
| Propiedades, plantas y equipos, neto | \$ 21.902.550.769 | \$ 8.137.849.765 |
| Costo | | |
| Plantas y equipos | \$ 28.288.219.431 | \$ 11.424.816.793 |
| Plantas de generación hidroeléctrica | 14.944.445.083 | 10.165.029.665 |
| Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución | 11.218.008.330 | - |
| Plantas de generación termoeléctrica | 1.465.214.019 | 1.259.787.128 |
| Renovables | 660.551.999 | - |
| Construcción en curso | 3.706.038.784 | 121.409.999 |
| Edificios | 740.416.785 | 99.210.369 |
| Terrenos | 434.629.979 | 285.511.224 |
| Arrendamientos financieros | 358.529.338 | 90.771.320 |
| Instalaciones fijas y otras | 839.602 | 839.602 |
| Activos por uso NIIF 16 | 357.689.736 | 89.931.718 |
| Terrenos | 163.126.654 | - |
| Edificios | 137.000.550 | 75.961.081 |
| Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte) | 57.562.532 | 13.970.637 |
| Instalaciones fijas y otras | 449.968.639 | 78.946.653 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
 (En miles de pesos)

| | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|------------------------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Otras instalaciones | 328.673.155 | 48.636.441 |
| Instalaciones fijas y accesorios | 121.295.484 | 30.310.212 |
| Propiedades, plantas y equipos, bruto | \$ 33.977.802.956 | \$ 12.100.666.358 |
| Depreciación | | |
| Plantas y equipos (*) | \$ (11.480.069.759) | \$ (3.832.504.904) |
| Plantas de generación hidroeléctrica | (4.898.299.727) | (3.333.406.061) |
| Subestaciones, instalaciones y redes de distribución | (5.607.713.893) | - |
| Plantas de generación termoeléctrica | (844.917.947) | (499.098.843) |
| Renovables | (129.138.192) | - |
| Edificios | (169.670.365) | (47.361.676) |
| Arrendamientos financieros | (70.817.812) | (17.407.471) |
| Instalaciones fijas y otras | (839.602) | (839.602) |
| Activos por uso NIIF 16 | (69.978.210) | (16.567.869) |
| Terrenos | (19.259.363) | - |
| Edificios | (13.069.220) | (4.845.588) |
| Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte) | (37.649.627) | (11.722.281) |
| Instalaciones fijas y otras | (354.694.251) | (65.542.542) |
| Otras instalaciones | (264.168.635) | (41.102.275) |
| Instalaciones fijas y accesorios | (90.525.616) | (24.440.267) |
| Depreciación acumulada | \$ (12.075.252.187) | \$ (3.962.816.593) |

(*) La depreciación de los terrenos inundados se contempla dentro de la depreciación de plantas y equipos.

- (1) Adiciones principalmente de plantas solares y fotovoltaicas por \$225.783.883 subestaciones y redes de distribución por \$5.420.479.034, a través de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las compañías Codensa S.A. E.S.P. y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. respectivamente (ver nota 1.4 Fusión).

Centroamérica

Para las compañías de Centroamérica en los conceptos correspondientes a plantas de generación hidroeléctrica, renovables y a líneas y redes de distribución al 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

| Plantas y equipos | Valor |
|--------------------------------|-------------------------|
| Panamá | \$ 1.789.972.938 |
| Guatemala | 1.769.442.356 |
| Costa Rica | 130.599.042 |
| Total plantas y equipos | \$ 3.690.014.336 |

- (2) Corresponde principalmente a las inversiones y anticipos efectuados por el Grupo al 31 de diciembre de 2022, en las diferentes plantas de generación, subestaciones y redes de distribución, se refleja un incremento significativo producto de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las compañías Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. \$1.202.078.272 y Codensa S.A. E.S.P. \$756.754.450 (ver nota 1.4 Fusión).

Así mismo, incluye las adiciones de inversiones efectuadas por el Grupo al 31 de diciembre de 2022 por mejoras, reposiciones y modernizaciones en las diferentes plantas y subestaciones eléctricas.

A continuación, se detallan los principales proyectos:

| Principales proyectos | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|----------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Windpeshi | \$ 1.048.453.190 | \$ - |
| Expansión y Mantenimiento de Redes en Media y Baja tensión, Rural y Urbana | 624.803.567 | - |
| Solar La Loma | 455.547.298 | - |
| Solar Guayepo | 434.933.150 | - |
| Solar Fundación | 319.823.383 | - |
| Ampliación y modernización subestaciones de media y alta tensión | 247.399.472 | - |
| Normalización líneas de alta tensión | 86.802.235 | - |
| Reparaciones de averías | 55.864.645 | - |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

| Principales proyectos | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| CF-Cartagena | 27.740.960 | 29.397.691 |
| Proyecto Lidar | 26.039.920 | - |
| Mantenimiento y ampliación de redes de alumbrado publico | 23.663.410 | - |
| Compra bodega archivo central T Patio | 23.401.779 | - |
| Adecuaciones Sedes Comerciales | 18.828.726 | - |
| Proyecto Seguridad en Subestaciones | 17.181.604 | - |
| CH-Muña | 16.581.722 | 22.731.408 |
| CH-Guavio | 16.290.701 | 4.045.151 |
| Reposición de infraestructura en Redes de Media tensión Rural y Urbano | 15.585.508 | - |
| Otras Inversiones | 14.278.897 | 9.294.576 |
| Central Enel X | 12.949.324 | - |
| El paso | 9.788.326 | - |
| CH-Pagua (Guaca –Paraiso) | 7.460.334 | 10.973.366 |
| Obras para Cumplimiento del Pot Distrital | 6.900.736 | - |
| Expansión AP Distrital Obras | 5.212.074 | - |
| Grandes clientes urbanos y rurales | 4.302.189 | - |
| Proyecto Fotovoltaico Cosenit | 4.092.054 | - |
| CC-Termozipa | 2.400.913 | 32.030.506 |
| Ampliación de red subterránea urbana | 1.872.908 | - |
| CH-Quimbo | 878.701 | 5.999.272 |
| Alumbrado público rural | 750.475 | - |
| CH-Betania | 516.129 | 152.978 |
| Infraestructura de telecontrol | 537.480 | - |
| CH-Centrales menores rio Bogotá | 200.593 | 3.063.883 |
| CH-Tequendama | - | 3.721.168 |
| Centroamérica | | |
| Construcción plantas Baco, Madre Vieja, Progreso y Jaquito | 123.323.456 | - |
| Enel Fortuna S.A.: Mejoras planta hidroeléctrica | 19.874.688 | - |
| Enel Panamá CAM S.R.L. y Enel Fortuna S.A.: Equipos de tecnología e informática | 8.883.863 | - |
| PH Rio Volcán S.A., PH Chucás S.A. y PH Don Pedro S.A.: operación y mantenimiento | 4.656.129 | - |
| Enel Renovables S.R.L.: Mejoras plantas solares | 3.514.044 | - |
| Renovables de Guatemala S.A.:Proyecto Scada, instrumentación e iluminación | 3.072.227 | - |
| Enel Costa Rica CAM S.A.: Proyecto New office | 2.889.622 | - |
| Enel Guatemala S.A. Proyecto Trading tool | 2.553.254 | - |
| Generadora Montecristo S.A.y Transmisora de Energía Renovable S.A.: Proyecto Scada | 1.758.734 | - |
| Generadora de Occidente Ltda. Proyecto válvula esférica, geomembrana | 1.669.572 | - |
| Tecnoquat S.A.: Proyecto presa y línea transmisión entre subestación San isidro y Matanza | 1.205.773 | - |
| Enel Guatemala S.A. Proyecto Kristal y Cobasol | 1.056.897 | - |
| Enel Costa Rica CAM S.A.: Otros proyectos y equipos GDS | 360.001 | - |
| PH Chucás S.A.: Intrinsic project safety | 138.121 | - |
| Total Construcciones en Curso | \$ 3.706.038.784 | \$ 121.409.999 |

(3) La variación corresponde principalmente a las adiciones de terrenos, edificaciones y otras instalaciones obtenidas a través de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las compañías Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. (ver nota 1.4 Fusión).

Centroamérica

El siguiente es el detalle de las compañías de Centroamérica a 31 de diciembre de 2022:

| Terrenos | Valor |
|-----------------------|----------------------|
| Panamá | \$ 7.558.284 |
| Costa Rica | 1.735.587 |
| Guatemala | 1.276.255 |
| Total Terrenos | \$ 10.570.126 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

| Edificaciones | Valor |
|----------------------------|-----------------------|
| Panamá | \$ 148.549.284 |
| Guatemala | 10.404.632 |
| Costa Rica | 82.799 |
| Total Edificaciones | \$ 159.036.715 |

| Otras instalaciones | Valor |
|----------------------------------|----------------------|
| Guatemala | \$ 21.707.129 |
| Panamá | 10.917.866 |
| Costa Rica | 7.017.134 |
| Total Otras instalaciones | \$ 39.642.129 |

(4) La variación corresponde principalmente a las adiciones de arrendamientos financieros (terrenos, edificaciones, vehículos y mejoras en propiedad ajena) obtenidas a través de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las compañías Codensa S.A. E.S.P. por \$96.793.339, Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. por \$55.490.499 (ver nota 1.4 Fusión).

Centroamérica

El siguiente es el detalle de las compañías de Centroamérica a 31 de diciembre de 2022:

| Terrenos | Valor |
|-----------------------|----------------------|
| Guatemala | \$ 22.893.096 |
| Panamá | 16.882.917 |
| Total Terrenos | \$ 39.776.013 |

| Edificaciones | Valor |
|----------------------------|----------------------|
| Panamá | \$ 10.908.093 |
| Guatemala | 6.391.862 |
| Costa Rica | 3.253.958 |
| Total Edificaciones | \$ 20.553.913 |

| Otras instalaciones | Valor |
|----------------------------------|---------------------|
| Guatemala | \$ 1.130.108 |
| Total Otras instalaciones | \$ 1.130.108 |

La composición y movimientos del rubro propiedad, planta y equipo es:

| | Plantas y Equipos | | | | | | | |
|---------------------------------------------------------|-----------------------|--------------------|--------------------|---------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------|------------------------------|
| | Construcción en Curso | Terrenos | Edificios | Plantas de Generación Hidroeléctrica, termoelectrónica y renovables | Subestaciones, Instalaciones y Redes de Distribución | Instalaciones Fijas, accesorios y otros | Arrendamientos Financieros | Propiedades, Planta y Equipo |
| Saldo inicial al 01 de enero de 2021 | \$ 199.527.543 | \$ 268.935.086 | \$ 50.792.808 | \$ 7.587.205.160 | \$ - | \$ 14.689.071 | \$ 7.309.997 | \$ 8.128.459.665 |
| Adiciones | 174.059.936 | - | - | - | - | - | - | 174.059.936 |
| Trasposos | (250.525.675) | 16.590.538 | 3.385.465 | 228.054.496 | - | 2.495.176 | - | - |
| Retiros | - | (14.400) | (226.899) | (1.393.326) | - | (211.902) | (73.684) | (1.920.211) |
| Gasto por depreciación | - | - | (2.102.681) | (215.274.783) | - | (3.568.234) | (5.893.173) | (226.838.871) |
| Otros incrementos (decrementos) | (1.651.805) | - | - | (6.279.658) | - | - | 72.020.709 | 64.089.246 |
| Total movimientos | (78.117.544) | 16.576.138 | 1.055.885 | 5.106.729 | - | (1.284.960) | 66.053.852 | 9.390.100 |
| Saldo final 31 de diciembre de 2021 | \$ 121.409.999 | \$ 285.511.224 | \$ 51.848.693 | \$ 7.592.311.889 | \$ - | \$ 13.404.111 | \$ 73.363.849 | \$ 8.137.849.765 |
| Adiciones (a) | 2.231.053.049 | - | 1.695.168 | 13.784.171 | 2.447.195 | 11.698.406 | 54.123.642 | 2.314.801.631 |
| Adiciones fusión (*) | 2.080.139.026 | 135.405.073 | 569.543.801 | 4.331.487.721 | 10.904.029.724 | 300.914.592 | 201.162.804 | 18.522.682.741 |
| Trasposos(b) | (748.727.426) | 11.680.360 | 36.939.087 | 237.637.056 | - | 430.725.323 | - | - |
| Retiros (c) | - | (2.036) | (1.762) | (5.015.898) | (13.066.287) | (2.874.614) | - | (20.960.597) |
| Gasto por depreciación | - | - | (16.571.068) | (319.840.217) | (327.944.470) | (24.314.138) | (24.680.109) | (713.350.002) |
| Depreciación fusión | - | - | (100.336.905) | (1.163.504.292) | (5.403.936.625) | (240.137.458) | (27.317.355) | (6.935.232.635) |
| Deterioro del valor de la propiedad planta y equipo (d) | - | - | - | (283.266.920) | - | - | - | (283.266.920) |
| Otros incrementos (decrementos) (e) | 22.164.136 | 2.035.358 | 27.629.406 | 794.261.725 | 18.039.577 | 4.837.889 | 11.058.695 | 880.026.786 |
| Total movimientos | 3.584.628.785 | 149.118.755 | 518.897.727 | 3.605.543.346 | 5.610.294.437 | 81.870.277 | 214.347.677 | 13.764.701.004 |
| Saldo final 31 de diciembre de 2022 | \$ 3.706.038.784 | \$ 434.629.979 | \$ 570.746.420 | \$ 11.197.855.235 | \$ 5.610.294.437 | \$ 95.274.388 | \$ 287.711.526 | \$ 21.902.550.769 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

(*) Corresponde a los activos provenientes de la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 de las compañías Codensa S.A. E.S.P y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. (ver nota 1.4 Fusión).

a) Al 31 de diciembre de 2022, las adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden principalmente a las inversiones realizadas sobre los proyectos en curso por concepto de adecuación, modernización, expansión, mejoras en la eficiencia y calidad de nivel de servicio, en las diferentes plantas, subestaciones, instalaciones y redes de distribución; a continuación, las más importantes del período:

| Central | Principales proyectos | Del 1 enero al 31 de diciembre de 2022 |
|-------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| Líneas y redes | Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución | 532.852.916 |
| Solar Guayepo | Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos | 376.970.322 |
| Solar Fundación | Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos | 305.699.350 |
| Subestaciones y centros de Transformación | Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT | 289.571.240 |
| Wind Windpeshi | Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos | 267.331.011 |
| Solar La Loma | Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos | 118.370.231 |
| Sedes Administrativas y Comerciales | Obras civiles, equipos, mobiliarios, equipos de cómputo del edificio Calle 93 y sedes comerciales de Cundinamarca | 53.428.922 |
| Arrendamiento financiero | Edificio corporativo, terrenos fundación e incremento IPC oficina Barranquilla, vehículos, maquinaria y equipos | 42.978.409 |
| CH-Quimbo | Recuperación de estructuras civiles e instalaciones. Fueron ejecutadas obras necesarias para la mejora en el desempeño de las obras civiles del embalse, obras asociadas a vía perimetral, así como atender obras adicionales y compromisos derivados de obligaciones ambientales generadas durante la construcción de central. | 36.473.358 |
| CH-Guavio | Sedimentación Guavio Fase I; sistema estator; recuperación rodetes, ductos, transformadores y turbina de la central | 34.823.669 |
| CC-Termozipá | Adquisición de equipos electromecánicos, Proyectos OCM y mejoramiento ambiental BEEP | 20.203.360 |
| CF-Cartagena | Sistema de Chimenea U3 y recuperación calderas central unidades 2 y 3, mantenimiento turbina | 17.245.523 |
| CH-Paraiso | Automatización y telecontrol centrales; modernización cargadores de baterías; sistemas de turbina | 16.300.392 |
| Edificio corporativo Q93 | Obras civiles, equipos y mobiliario del edificio Q93, según contrato llave en mano | 12.345.919 |
| CH-Centrales menores | Modernización equipos de Patio, estructura de descarga Bocatoma y sistema de turbina centrales, sistemas auxiliares, Cargadores de baterías y sistemas de refrigeración | 10.764.165 |
| Solar el Paso | Inicio paso extensión; topografías y cumplimiento ambiental | 8.367.057 |
| Otras inversiones | Obras civiles y mobiliarios centrales Hidroeléctricas y térmicas | 8.086.325 |
| CH-Muña | Recuperación turbina y sistemas auxiliares | 5.531.735 |
| CH-Tequendama | Recuperación turbinas y modernización sistemas auxiliares | 4.492.482 |
| Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. | Medidores | 27.921 |
| Centroamérica | | |
| Panamá | Construcción planta Madre Vieja | 52.643.791 |
| Panamá | Mejoras planta hidroeléctrica Fortuna | 13.280.144 |
| Panamá | Construcción planta Baco | 11.204.351 |
| Panamá | Construcción planta Progreso | 6.908.554 |
| Panamá | Construcción planta Jaguito | 3.934.792 |
| Panamá | Equipos de tecnología e informática Enel Panamá CAM S.R.L. | 3.434.579 |
| Panamá | Mejoras plantas solares Enel Renovables S.R.L. | 2.939.561 |
| Guatemala | Renovables de Guatemala S.A.: Rehabilitación Planta | 17.073.612 |
| Guatemala | Generadora Montecristo S.A.: Rehabilitación Planta Montecristo (generador, turbina, canal) | 14.680.442 |
| Guatemala | Equipo de cómputo, inyector, fibra óptica | 9.376.344 |
| Guatemala | Enel Guatemala S.A.: Arrendamiento Edificios/vehículos | 7.840.626 |
| Guatemala | Instrict proyect safe (muro perimetral) | 1.561.872 |
| Guatemala | Generadora de Occidente Ltda.: Inyector | 238.586 |
| Guatemala | Tecnoguat S.A. Bodega principal | 132.281 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

| Central | Principales proyectos | Del 1 enero al 31 de diciembre de 2022 |
|------------------------|----------------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| Costa Rica | Arrendamiento de oficina Enel Costa Rica CAM S.A. | 3.309.110 |
| Costa Rica | Construcción en proceso | 2.058.614 |
| Costa Rica | PH Chucás S.A.: automatización, bodegas, elevador y mobiliario | 1.372.752 |
| Costa Rica | PH Rio Volcán S.A.: lámparas, baterías, sensores | 459.408 |
| Costa Rica | PH Don Pedro S.A.: Interruptor, sistema de comunicación | 315.556 |
| Costa Rica | Computadoras | 126.729 |
| Costa Rica | PH Chucás S.A.: SCC SICAM y OPC Scada | 39.794 |
| Costa Rica | PH Rio Volcán S.A.: instalación eléctrica edificio | 5.826 |
| Total Variación | | \$ 2.314.801.631 |

CH- Central Hidroeléctrica CF- Central Fuel Oil CC - Central Carbón

b) Al 31 de diciembre de 2022, los traspasos de activos en curso a explotación se efectuaron en los siguientes conceptos y corresponden a mejoras en los equipos, mantenimientos mayores, modernizaciones para mejorar el desempeño, confiabilidad y eficiencia en las plantas, así mismo, en la línea de distribución se concluyen diferentes proyectos y avances en la entrega de compras de activos de apoyo, tal como se refleja a continuación:

| Central | Total activación |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|
| Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT) y transformadores de distribución | \$ 372.840.436 |
| Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT | 51.527.387 |
| CC-Termozipa | 49.434.843 |
| CH-Quimbo y Betania | 42.123.911 |
| Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación y vehículos. | 32.162.814 |
| CH-Guavio | 23.434.229 |
| CH- Guaca y Paraíso | 21.215.742 |
| CF-Cartagena | 18.563.409 |
| Edificio Q93 | 15.933.565 |
| CH-Tequendama | 8.599.558 |
| CH-Centrales menores (Rio Bogotá) | 6.314.970 |
| Solar El Paso | 5.537.965 |
| CH- Muña | 4.738.187 |
| CH-Charquito | 3.710.509 |
| Otras inversiones | 2.634.206 |
| Centroamérica | |
| Renovables de Guatemala S.A.: Rehabilitación planta Palo Viejo (canales, puente, caminos) | 52.239.157 |
| Plantas fotovoltaicas de Panamá | 16.469.115 |
| Generadora Montecristo S.A.: rehabilitación de plata (generador y turbina) | 8.446.712 |
| Instalaciones fijas y accesorios plantas Panamá | 6.757.513 |
| Generadora de Occidente Ltda.: Transformador, sistema de control y medición. | 1.953.662 |
| Tecnoquat S.A.: Torre 13kw, sistema AVR, fibra óptica | 1.645.185 |
| Enel Guatemala S.A.: Equipo de cómputo y servidor | 1.449.361 |
| Transmisora de Energía Renovable S.A.: Aire acondicionado y Generador de emergencia | 994.990 |
| Total | \$ 748.727.426 |

c) Al 31 de diciembre de 2022 se realizan bajas por \$13.716.530 en Enel Colombia S.A. E.S.P. correspondientes a: transformadores, luminarias, activos de alta tensión de distribución \$13.066.287; plantas de generación \$452.798; maquinaria y equipos \$193.647; Terrenos 2.036 y edificaciones \$1.762.

En Centroamérica las bajas corresponden a plantas de generación por \$4.563.100, instalaciones fijas y accesorios por \$2.680.967.

d) Corresponde al deterioro asociado a la central térmica Cartagena (Ver nota 29).

e) Al 31 de diciembre de 2022 los otros incrementos/decrementos corresponden principalmente a: desmantelamiento central Cartagena \$138.140.857; actualización VPN desmantelamiento y provisiones ambientales por efecto de tasa, de acuerdo con la CINIIF 1 por (\$17.196.859) otros incrementos menores de activos \$295.772.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos)

Centroamérica

Los otros incrementos para las compañías de Centroamérica corresponden al efecto por tasa de cambio del 1 de marzo de 2022 y el 31 de diciembre de 2022 por propiedad, planta y equipo adquirida mediante la fusión con la compañía ESSA2 S.p.A. (ver nota 1.4 Fusión) y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros consolidados a la moneda de presentación.

Al 31 de diciembre de 2022 la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. presenta propiedad, planta y equipos (terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) Guavio y Rio Bogotá por \$713.610; ii) Quimbo por \$25.581.482 y iii) Terreno Subestación Chía por \$235.173.

Al 31 de diciembre de 2022 el Grupo presenta en funcionamiento las unidades disponibles para generación en las centrales y distribución en las subestaciones y redes.

Al 31 de diciembre de 2022 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de la propiedad, planta y equipo y no presentan cambios. Así mismo; se evaluó el importe recuperable de los activos y no se identificó indicios de deterioro distintos a los de Central Cartagena (ver nota 29).

Arrendamiento financiero

Corresponden principalmente a los acuerdos de arrendamiento financiero de vehículos establecidos principalmente con Transportes Especiales Aliados S.A.S, ADL Automotive S.A.S., Busexpress S.A.S. y Compañía Naviera del Guavio Ltda., estos son vehículos manageriales y de apoyo a la operación; adicionalmente, edificios para las oficinas de Enel Colombia S.A. E.S.P. con Bancolombia S.A. y Gestión inmobiliaria MIC S.A.S.

Los plazos de los contratos en promedio oscilan entre 16 y 60 meses, período en el cual se amortizan los activos reconocidos.

Respecto a la flota de vehículos está contratada principalmente con Transportes Especiales Aliados S.A. en un 46,15%, Busexpres S.A. en un 17,24%, Transportes Especiales FSG en un 14,88%, ALD Automotive S.A. con un 9,52%, Compañía Naviera Guavio en un 6,09%, Cadwell Management S.A.S. 3,55% y otros 2,56% los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 48 cuotas.

Por otro lado, el saldo de edificios en un 90,68% corresponde al contrato con Bancolombia S.A. correspondiente al Edificio Corporativo Q93; el 2,84% con Almacenadora Internacional S.A.S., Canales Andrade con un 2,35%, Patrimonios Autónomos con un 1,95% y otros con 2,18% los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 60 cuotas.

Teniendo en cuenta los terrenos corresponden principalmente a los proyectos que se están desarrollando en la línea de renovables y los patios de recarga de Transmilenio S.A.; C.I. Alliance S.A. con un 20,11%, Terrapuerto S.A.S. con un 14,90%, Compañía General De Actividades Y Suministros S.A.S. con un 12,22%, Luz Charris y Herederos S.A.S. con un 9,10%, Carlos Enrique Giovanetty Mendoza con un 7,07%, Rolando Manjarres Charris con un 6,59%, FBM S.A.S. con un 5,02%, Agropecuaria Frigorífico Rodeo Ltda. con un 4,89% y otros con un 25,14%. los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 360 cuotas.

Centroamérica

Guatemala: corresponde principalmente al edificio de las oficinas centrales con el tercero Birra S.A., a una flotilla de Pick Up con el tercero Gustavo Molina Marter List. y a terrenos en los que se desarrollan proyectos de las compañías Generadora de Occidente Ltda., Generadora Montecristo S.A. y Enel Guatemala S.A., principalmente con los terceros Quenenee S.A. e Instituto Nacional De Electrificación (INDE), estos contratos con una tasa 7,20%.

Panamá: corresponde principalmente a terrenos donde se ubican plantas de generación fotovoltaica de las compañías Enel Fortuna S.A., Enel Renovable S.R.L., Generadora Solar Austral S.A. y Progreso Solar S.A.; en el rubro de edificios las oficinas administrativas en la ciudad de Panamá con el tercero Inversiones Hayat S.A. a una tasa de 4,95% y vehículos para uso en las plantas.

Costa Rica: corresponde a las oficinas administrativas ubicadas en San José capital de Costa Rica con el tercero Oficentro 2 a una tasa de 8,5% anual.

Los activos por derechos de uso se midieron en el reconocimiento inicial por un monto igual al pasivo por arrendamiento, que corresponde al valor presente de los pagos por arrendamiento que no se hayan pagado en la fecha de adopción descontados usando la tasa de interés implícita en el arrendamiento, o la tasa de interés incremental en la fecha de inicio del arrendamiento.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

| Pagos mínimos por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos financieros | Al 31 de diciembre de 2022 | | | Al 31 de diciembre de 2021 | | |
|------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------------|----------------------|----------------------|
| | Bruto | Interés | Valor presente | Bruto | Interés | Valor presente |
| Inferior a un año | \$ 37.959.509 | \$ 5.837.080 | \$ 32.122.429 | \$ 12.508.056 | \$ 3.358.867 | \$ 9.149.189 |
| Posterior a un año pero menor de cinco años | 115.643.780 | 51.524.169 | 64.119.611 | 33.117.857 | 10.995.328 | 22.122.529 |
| Posterior a cinco años menor de diez años | 199.841.184 | 7.177.802 | 192.663.382 | 53.197.045 | 8.369.107 | 44.827.938 |
| Total | \$ 353.444.473 | \$ 64.539.051 | \$ 288.905.422 | \$ 98.822.958 | \$ 22.723.302 | \$ 76.099.656 |

A continuación, el movimiento de los activos por uso correspondientes al 2022:

| | Edificios | Terrenos | Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte) | Total |
|-------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------------------------------------|-----------------------|
| Saldo inicial a 1 de enero de 2022 | \$ 71.115.493 | \$ - | \$ 2.248.356 | \$ 73.363.849 |
| Adiciones (1) | 40.173.422 | 1.783.985 | 12.166.235 | 54.123.642 |
| Adiciones Fusión | 17.069.376 | 152.871.367 | 31.222.061 | 201.162.804 |
| Depreciación fusión y vigencia 2022 | (7.865.672) | (18.341.164) | (25.790.628) | (51.997.464) |
| Otros incrementos | 3.438.711 | 7.553.103 | 66.881 | 11.058.695 |
| Total movimientos año 2022 | 52.815.837 | 143.867.291 | 17.664.549 | 214.347.677 |
| Saldo a 31 de diciembre de 2022 | \$ 123.931.330 | \$ 143.867.291 | \$ 19.912.905 | \$ 287.711.526 |

A continuación, el movimiento de los activos por uso correspondientes al 2021:

| | Edificios | Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte) | Instalaciones fijas y otras | Total |
|-------------------------------------------|----------------------|----------------------------------------------------|-----------------------------|----------------------|
| Saldo inicial a 1 de enero de 2021 | \$ 935.088 | \$ 6.166.241 | \$ 208.668 | \$ 7.309.997 |
| Adiciones (1) | 71.657.310 | 281.227 | - | 71.938.537 |
| Otros | 88.694 | (6.522) | - | 82.172 |
| Depreciación | (1.565.599) | (4.192.590) | (208.668) | (5.966.857) |
| Total movimientos año 2021 | 70.180.405 | (3.917.885) | (208.668) | 66.053.852 |
| Saldo a 31 de diciembre de 2021 | \$ 71.115.493 | \$ 2.248.356 | \$ - | \$ 73.363.849 |

(1) El incremento Leasing corresponde principalmente a la adquisición del edificio Corporativo Q93 por valor de \$101.500.000, contrato No. 266574 firmado con Bancolombia S.A. el 24 de mayo de 2021, con una opción de compra del 30% y una vida útil de 63 años.

Reconocimiento de los pisos 7 y 8 del Edificio Q93 en el mes de enero de 2022 por valor de \$29.842.690.

El incremento en contratos de transporte corresponde principalmente a nuevo contrato con Busexpress S.A.S. por \$9.108.417, la renovación del contrato con Compañía Naviera Del Guavio Ltda. por \$946.196, nuevos contratos de vehículos gerenciales con ALD Automotivo S.A. por \$571.436 y renovación contrato Neardental S.A.S., \$83.940. Instalaciones fijas al contrato con Pentalia S.A.S. de la planta de tratamiento de aguas residuales Cartagena \$314.569.

Los terrenos incrementaron principalmente por la ejecución de proyectos de renovables con contratos de predios con Luz Charris y Herederos S.A.S. por \$565.921, Carlos Enrique Giovanetty Mendoza por \$439.725, Rolando Manjarres Charris por \$371.501 y FBM S.A.S. por \$312.189.

Centroamérica

En las compañías de Centroamérica la principal adición corresponde a las oficinas administrativas de Costa Rica, reconocidas en la compañía Enel Costa Rica Cam por \$10.091.799.

Pólizas de seguro

Las siguientes son las pólizas para la protección de bienes del Grupo:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

| Bien asegurado | Riesgos cubiertos | Valor asegurado (Cifras expresadas en miles) | Vencimiento | Compañía aseguradora |
|---------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------|-------------------------|
| Patrimonio de la empresa | Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD 200 millones en exceso de USD 250 millones) | USD 200.000 | 01/11/2023 | Mapfre Seguros Colombia |
| | Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD\$ 250 millones en exceso de USD\$ 20 millones) | USD 250.000 | 01/11/2023 | Mapfre Seguros Colombia |
| | Responsabilidad civil extracontractual | USD 20.000 | 01/11/2023 | Axa Colpatria |
| | Responsabilidad civil ambiental | \$ 96.526.223 | 01/11/2023 | SBS |
| Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante | Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAACC – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria. | USD 889.515 (Límite Indemnización) | 1/11/2023 | Mapfre Seguros Colombia |
| Vehículos | Responsabilidad Civil Extracontractual | \$ 3.000.000 por vehículo | 03/02/2023 | Mapfre Seguros Colombia |
| Mercancías y bienes | Transporte de mercancías | \$ 5.000.000 por despacho | 31/07/2023 | HDI Seguros S.A. |

(*) Los contratos de las pólizas del Grupo son firmados en dólares y pesos.

15. Plusvalía

Plusvalía reconocida como parte de la fusión que dio origen a Enel Colombia S.A. E.S.P., oficializada el 1 de marzo de 2022. Esta Plusvalía la tenía reconocida Enel Américas, la cual se traslada al consolidado de Enel Colombia correspondiente a:

| Sociedad | Saldo al 31 de diciembre de 2022 |
|----------------------------|----------------------------------|
| Enel Panamá CAM S.R.L. | \$ 120.079.755 |
| Enel Renovable S.R.L. | 10.072.479 |
| Progreso Solar 20 MW, S.A. | 3.712.527 |
| Jaguito Solar 10MW, S.A. | 1.856.266 |
| | \$ 135.721.027 |

Estas plusvalías surgieron por diversas combinaciones de negocios realizadas por Enel Green Power S.p.A. en el pasado.

Para estimar el valor en uso de los activos de Enel Panamá CAM S.R.L., Enel Renovable S.R.L., Progreso Solar 20MW, S.A., y Jaguito Solar 10MW, S.A., El Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos (FCF) a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia sobre los ingresos y costos de las unidades generadoras de efectivo (UGE), utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas. Teniendo en cuenta:

- **Evolución de la demanda:** la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por las compañías respecto a la evolución del consumo.
- **Hidrología:** las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.
- **Precios de compra y venta de energía:** se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del spot previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
- **Capacidad instalada:** en la estimación de la capacidad instalada se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación.
- **Costos fijos:** se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el índice de precios al consumidor), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.

- **Fuentes externas:** Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos tres años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. La tasa de crecimiento (g) utilizada para extrapolar las proyecciones, al 31 de diciembre de 2022 para las sociedades en Panamá en las que se encuentra asignadas las plusvalías en mención, corresponde a 2% en función de la inflación de Estados Unidos considerando que es la moneda fuerte de este país.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2022 de las sociedades se encuentran en un intervalo entre 8,9% y 13,7%, tasas calculadas mediante el método iterativo, el cual determina la tasa de descuento que asegura que el valor en uso calculado con los flujos de efectivo antes de impuestos es igual al calculado con los flujos de efectivo después de impuestos descontados con la tasa de descuento después de impuestos.

Después de haber efectuado un análisis de recuperabilidad de las variables mencionadas anteriormente, la administración concluyó que no existen indicios de deterioro, que pudiese afectar los resultados del Grupo.

16. Activos y Pasivos por impuestos diferidos

Activos por Impuestos Diferidos:

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración considera que las proyecciones de utilidades fiscales futuras cubren lo necesario para recuperar los activos.

A continuación, se incluye el detalle del activo por impuesto diferido neto al 31 de diciembre de 2022:

La Ley 2155 de 2021 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35% "para Colombia". Para las empresas de Costa Rica la tarifa de renta es un 30%. Para las empresas de Panamá la tarifa de renta es un 25% a excepción de Enel Fortuna S.A. que aplica un 30%. El impuesto diferido al 31 de diciembre de 2022 por tarifa se presenta a continuación:

| | Costa Rica | Panamá | Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. | Saldo al 31 de diciembre de 2022 |
|---------------------------------------|---------------------|----------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| Activos por impuestos diferidos (1) | \$ 5.620.101 | \$ 10.330.722 | \$ 94.697 | \$ 16.045.520 |
| Total impuesto diferido activo | \$ 5.620.101 | \$ 10.330.722 | \$ 94.697 | \$ 16.045.520 |

(1) A 31 de diciembre de 2022, el detalle del impuesto diferido activo está compuesto por provisiones y otros correspondiente a:

| | Efecto Fusión | Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados | Saldo Final al 31 de diciembre de 2022 |
|-------------------------------------|----------------------|---------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| Provisiones de trabajos y servicios | \$ 11.063.221 | \$ 4.334.769 | \$ 15.397.990 |
| Otros | 1.620.657 | (1.067.824) | 552.833 |
| Impuesto de Industria y Comercio | - | 94.697 | 94.697 |
| | \$ 12.683.878 | \$ 3.361.642 | \$ 16.045.520 |

Pasivos por Impuestos Diferidos:

A continuación, se incluye el detalle del pasivo por impuesto diferido neto al 31 de diciembre de 2022:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
 Notas a los Estados Financieros Consolidados
 (En miles de pesos)

| | Saldo Inicial 01 de enero de 2022 | Efecto fusión por impuestos diferidos en Resultados | Efecto Fusión por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales | Saldo Inicial 01 de marzo de 2022 Centroamérica | Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en resultados (i) | Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales (ii) | (Saldo Diferido a 31 de diciembre 2022) Panamá, Guatemala y Costa Rica. | Saldo Final al 31 de diciembre de 2022 |
|-----------------------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| Impuesto diferido activo | | | | | | | | |
| Provisiones y otros (1) | \$ 20.076.481 | \$ 88.525.764 | \$ - | \$ - | \$ 24.929.080 | \$ - | \$ - | \$ 133.531.325 |
| Obligaciones de aportación definida | 7.235.115 | 15.460.635 | - | - | (463.460) | 10.408.871 | - | 32.641.161 |
| Total impuesto diferido activo | \$ 27.311.596 | \$ 103.986.399 | \$ - | \$ - | \$ 24.465.620 | \$ 10.408.871 | \$ - | \$ 166.172.486 |
| Impuesto diferido pasivo | | | | | | | | |
| Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2) | (344.119.035) | (66.190.275) | - | - | 58.740.651 | (2.714.804) | - | (354.283.463) |
| Método de participación Centroamérica | - | - | - | - | (24.308.314) | (100.167.239) | - | (124.475.553) |
| Forward y swap | (899.670) | (13.997.812) | 5.283.155 | - | 2.347.063 | (60.067.386) | - | (67.334.650) |
| Centroamérica (3) | - | - | - | (202.449.616) | - | - | 1.299.240 | (201.150.376) |
| Otros | - | (392.501) | - | - | 24.120 | - | - | (368.381) |
| Total impuesto diferido pasivo | \$ (345.018.705) | \$ (80.580.588) | \$ 5.283.155 | \$ (202.449.616) | \$ 36.803.520 | \$ (162.949.429) | \$ 1.299.240 | \$ (747.612.423) |
| Impuesto diferido activo (pasivo), neto | \$ (317.707.109) | \$ 23.405.811 | \$ 5.283.155 | \$ (202.449.616) | \$ 61.269.140 | \$ (152.540.558) | \$ 1.299.240 | \$ (581.439.937) |

(i) Al 31 de diciembre de 2022 la disminución de los resultados por impuesto diferido comprende al impuesto diferido del periodo.

(ii) El impuesto diferido corresponde a los movimientos de los derivados liquidados por la línea de negocio de distribución y al reconocimiento del impuesto diferido por método de participación por las inversiones de Centroamérica.

(1) Al 31 de diciembre de 2022, el detalle del impuesto diferido pasivo por concepto de otras provisiones corresponde a:

| | Saldo inicial 01 de enero de 2022 | Efecto Fusión | Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados | Saldo Final al 31 de diciembre de 2022 |
|-------------------------------------------|-----------------------------------|----------------------|---------------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| Otros | \$ 13.567.983 | \$ 16.258.218 | \$ 31.028.629 | \$ 60.854.830 |
| Provisión obligaciones laborales (a) | - | 18.828.367 | 12.631.891 | 31.460.258 |
| Provisiones de trabajos y servicios | 1.310.554 | 5.702.755 | 13.306.584 | 20.319.893 |
| Provisión de cuentas incobrables (b) | 1.751.902 | 31.576.157 | (17.878.817) | 15.449.242 |
| Provisión por desmantelamiento | - | 396.539 | 2.703.017 | 3.099.556 |
| Provisión Compensación Calidad | 1.337.604 | - | 239.108 | 1.576.712 |
| Dif. Impuesto de Industria y Comercio (c) | 2.108.438 | 15.763.728 | (17.101.332) | 770.834 |
| | \$ 20.076.481 | \$ 88.525.764 | \$ 24.929.080 | \$ 133.531.325 |

(a) Este rubro corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (provisión fondo de transición).

(b) Corresponde al aumento principalmente, de la provisión de cartera del IVA de Alumbrado Público.

(c) Corresponde al reconocimiento de impuesto diferido por el descuento tributario del impuesto de industria y comercio de acuerdo con el artículo 115 del Estatuto Tributario modificado por la Ley de Financiamiento (Ley 2010 de 2019).

(2) El exceso de la depreciación fiscal sobre el valor contable surge porque:

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto Quimbo tienen un tratamiento especial:
- Los activos en el año 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo con el reglamento vigente hasta dicho año, para el año 2017 a pesar de que la reforma (ley 1819 de 2016) estableció nuevas tasas para la depreciación, los activos que pertenecen a Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.
- Activos a los cuales se les aplicó depreciación acelerada con el método de reducción de saldos.
- Los demás activos se deprecian por línea recta.
- A partir del 2017, los activos que se adquieren como nuevos o que se activan se tendrá en cuenta la vida útil contable salvo que esta no sea mayor a la establecida en la ley 1819 de 2016.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

La Ley 2151 de 2021 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2022 se presenta a continuación:

| | 2022 |
|--------------------------------------------------------|-------------------------|
| | En adelante |
| Provisiones y pasivos estimados | \$ 416.494.619 |
| Obligaciones de aportación definida | 99.426.365 |
| Cartera | 43.737.923 |
| Otros | (1.052.518) |
| Instrumentos financieros | (197.842.390) |
| Propiedades, planta y equipo | (1.096.453.126) |
| | \$ (735.689.127) |
| Tarifa | 35% |
| Impuesto | (257.491.194) |
| Ganancias ocasionales | 11.181.241 |
| Tarifa | 15% |
| Impuesto | 1.677.186 |
| Total impuesto diferido pasivo (sin MPP Centroamérica) | \$ (255.814.008) |
| Base método de participación de Centroamérica | (505.791.380) |
| Impuesto pasivo por método de participación | (124.475.553) |
| Total impuesto diferido pasivo Centroamérica | (201.150.376) |
| Total impuesto diferido pasivo, neto | \$ (581.439.937) |

(3) Centroamérica:

Con motivo de la fusión dada el 1 de marzo del año 2022, se incluyen los países Guatemala, Panamá y Costa Rica reflejando un impuesto pasivo diferido así:

| | Saldo Final al 31 de diciembre de 2022 |
|-------------------------------------|-----------------------------------------------|
| Centroamérica | |
| Panamá (a) | \$ (161.632.253) |
| Costa Rica (b) | (39.518.123) |
| Total impuesto diferido Neto | \$ (201.150.376) |

(a) La provisión de impuesto diferido neto pasivo comprende: gastos por provisiones laborales, arrendamientos, provisión por obsolescencia de inventarios, provisión para desmantelamiento de plantas solares, otras provisiones por diferencias temporales por valor de (\$161.632.253).

(b) El pasivo por impuesto diferido corresponde a la diferencia de vidas útiles de las plantas PH Don Pedro S.A. y PH Río Volcán S.A. por valor de (\$39.518.123).

17. Pasivos financieros

| | Al 31 de diciembre de 2022 | | | Al 31 de diciembre de 2021 | | |
|------------------------------|-----------------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|----------------------|-------------------------|
| | Corriente | | No Corriente | Corriente | | |
| | Capital | Intereses | | Capital | Intereses | No Corriente |
| Bonos emitidos (1) | \$ 765.130.000 | \$ 47.340.264 | \$ 2.420.448.051 | \$ 599.926.308 | \$ 13.468.287 | \$ 1.257.095.184 |
| Obligaciones Bancarias (2) | 618.795.402 | 64.977.265 | 3.248.507.699 | - | 1.452.900 | 450.000.000 |
| Obligaciones por leasing (3) | 28.061.887 | 4.968.825 | 261.644.758 | 18.035.751 | 16.759 | 64.722.082 |
| Instrumentos derivados (4) | 4.615.446 | - | - | 41.864 | - | - |
| Línea de crédito | - | - | - | 53.452 | - | - |
| | \$ 1.416.602.735 | \$ 117.286.354 | \$ 5.930.600.508 | \$ 618.057.375 | \$ 14.937.946 | \$ 1.771.817.266 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

(1) La variación de bonos a diciembre de 2022 corresponde a:

Generación: pago del Bono Internacional E6-16 por (\$300.000.000), intereses por (\$7.816.569) y del bono B10 Quimbo por (\$300.000.000), intereses (\$38.693.206); se incluye la amortización de costos de transacción de deuda no corriente por \$216.559.

Distribución: Pago del Bono nacional E5-17 por (\$270.000.000) e intereses por (\$19.814.760).

En deuda financiera el negocio de generación tiene vigentes cinco (5) emisiones de bonos en el mercado local, bajo el programa de emisión y colocación de bonos de Enel Colombia S.A. E.S.P.

A continuación, se presentan las principales características financieras de los bonos emitidos desde el 2005 y vigentes al 31 de diciembre de 2022:

Programa de emisión y colocación de bonos ordinarios de Enel Colombia S.A. E.S.P. en el mercado local

Mediante la escritura pública No. 0562 del 1 de marzo de 2022, se instrumentó la fusión por absorción que hiciera Emgesa S.A. E.S.P. de Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P., y ESSA 2 S.p.A., además del cambio de la denominación o razón social de Emgesa S.A. E.S.P. a Enel Colombia S.A. E.S.P. (ver nota fusión 1.4).

En virtud de lo anterior, Enel Colombia S.A. E.S.P. solicitó autorización a la Superintendencia Financiera de Colombia –SFC– para i) incrementar el cupo global del programa en un monto adicional de cuatro billones seiscientos mil millones de pesos (\$4.600.000.000) para un total de nueve billones de pesos (\$9.000.000.000) y ii) realizar modificaciones al programa con el propósito de actualizar el prospecto de información conforme a la normatividad vigente e implementar cambios relacionados con la modificación de la razón social, inclusión de nuevas especies de bonos con destinación específica, inclusión de nuevas series, ampliación del plazo de redención, inclusión del mecanismo de construcción del libro de ofertas y la posibilidad de pago en especie. La solicitud fue aprobada por la SFC mediante la Resolución No. 1481 del 21 de octubre de 2022.

Actualmente Enel Colombia S.A. E.S.P. cuenta con un programa de emisión y colocación de bonos Ordinarios, Bonos Verdes Ordinarios, Bonos Sociales Ordinarios, Bonos Sostenibles Ordinarios, Bonos Ordinarios Vinculados a la Sostenibilidad y papeles comerciales que le permite realizar emisiones sucesivas de dichos valores bajo el cupo global que se encuentre autorizado y disponible, y durante el período de vigencia del mismo.

Al 31 de diciembre de 2022, la Enel Colombia S.A. E.S.P. había ofrecido y colocado ocho (8) emisiones de bonos (también referidas como “Tramos” de acuerdo con la terminología establecida en el prospecto del programa) con cargo al programa. Todas las emisiones de bonos realizadas bajo el Programa de Enel Colombia S.A. E.S.P. se encuentran calificadas AAA (Triple A) por Fitch Ratings Colombia S.C.V., y se encuentran desmaterializadas bajo la administración de Deceval S.A., en el 2022 no se presentó emisión de bonos.

A continuación, se describen las condiciones financieras generales del programa de emisión y colocación de bonos de la Enel Colombia S.A. E.S.P. en el mercado local:

| Clase de Títulos | Bonos Ordinarios |
|--------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| Aprobación inicial Superintendencia Financiera | Resolución No. 1235 de 18 de julio de 2006 |
| Cupo Global Inicialmente Aprobado | \$ 700.000.000 |
| Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación: | Resolución No. 0833 del 16 de junio de 2009 |
| Primer Incremento al Cupo Global Autorizado: | En\$ 1.200.000.000 adicionales |
| Primera prórroga del plazo de colocación | Hasta el 26 de junio de 2012 |
| Aprobación prórroga del plazo de colocación: | Resolución No. 1004 del 29 de junio de 2012 |
| Segunda prórroga del plazo de colocación | Hasta el 18 de julio de 2015 |
| Segundo incremento al Cupo Global Autorizado: | En\$ 850.000.000 adicionales |
| Aprobación incremento del cupo de colocación: | Resolución No. 1980 del 6 de noviembre de 2014 |
| Tercer incremento al Cupo Global Autorizado: | En\$ 315.000.000 adicionales |
| Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación: | Resolución No. 1235 del 8 de septiembre de 2015. |
| Cuarto incremento al Cupo Global Autorizado: | En\$ 650.000.000 adicionales |
| Tercera prórroga al plazo de colocación: | Hasta el 14 de septiembre de 2018 |
| Inclusión papeles comerciales en el programa: | Resolución No. 0173 del 13 de febrero de 2018 |
| Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación: | Resolución No. 1193 del 13 de septiembre de 2018 |
| Quinto incremento al Cupo Global Autorizado: | En\$ 685.000.000 adicionales |
| Cuarta prórroga al plazo de colocación: | Hasta el 1 de octubre de 2021 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

| Clase de Títulos | Bonos Ordinarios |
|---------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| Quinta prorroga al plazo de colocación: | Hasta el 11 de septiembre de 2026 |
| Sexto incremento al Cupo Global Autorizado: | En\$ 4.600.000.000 |
| Modificación Razón Social | Enel Colombia S.A. E.S.P. |
| Inclusión nuevas especies de Bonos, nuevas series, libro de ofertas y pago en especie | Resolución No. 1481 del 21 de octubre de 2022 |
| Cupo Global Total Autorizado al 31 de diciembre de 2022: | \$ 9.000.000.000 |
| Monto emitido bajo el Programa al 31 de diciembre de 2022 | \$ 3.315.000.000 |
| Cupo global disponible al 31 de diciembre de 2022: | \$ 5.685.000.000 |
| Administración | Deceval S.A. |

Enel Colombia S.A. E.S.P. ha emitido 8 tramos de bonos bajo el mencionado programa, así:

Primer Tramo:

| | |
|------------------------------------------|-----------------------|
| Valor total colocado | \$170.000.000 |
| Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022 | Sub-serie B10: \$0 |
| Valor nominal por bono | \$10.000 |
| Plazo de emisión | 10 años |
| Fecha de emisión: | 20 de febrero de 2007 |
| Fecha de vencimiento: | 20 de febrero de 2017 |
| Tasa Cupón | IPC + 5,15% E.A. |

El 20 de febrero de 2017 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B10 por \$170.000.000.

Segundo Tramo:

| | |
|------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Valor total colocado | \$265.000.000 así: |
| | Sub-serie A5: \$49.440.000 |
| | Sub serie B10: \$160.060.000 |
| | Sub serie B15: \$55.500.000 |
| Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022 | \$55.500.000 |
| Valor nominal por bono | \$10.000 |
| Plazo de emisión | Sub-serie A5: 5 años Sub-serie B10: 10 años Sub-serie B15: 15 años |
| Fecha de emisión: | 11 de febrero de 2009, para todas las sub-series |
| Fecha de vencimiento: | Sub-serie A5: 11 de febrero de 2014 Sub-serie B10: 11 de febrero de 2019 Sub-serie B15: 11 de febrero de 2024 |
| Tasa Cupón | Sub-serie A5: DTF T.A. + 1.47% Sub-serie B10: IPC + 5,78% E.A. Sub-serie B15: IPC + 6,09% E.A. |

El 11 de febrero de 2014 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie A5 por \$49.440.000.

El 11 de febrero de 2019 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B10 por \$160.060.000.

Tercer Tramo:

| | |
|------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Valor total colocado | \$400.000.000 así: |
| | Sub-serie E5: \$92.220.000 |
| | Sub-serie B9: \$218.200.000 |
| | Sub-serie B12: \$89.580.000 |
| Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022 | \$0 |
| Valor nominal por bono | \$10.000 |
| Plazo de emisión | Sub-serie E5: 5 años Sub-serie B9: 9 años Sub-serie B12: 12 años |
| Fecha de Emisión | 2 de julio de 2009 para todas las sub-series |
| Fecha de vencimiento | Sub-serie E5: 2 de julio de 2014 Sub-serie B9: 2 de julio de 2018 Sub-serie B12: 2 de julio de 2021 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

| | |
|------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Tasa cupón | Sub-serie E5: Tasa Fija 9,27% E.A. Sub-serie B9: IPC + 5,90% E.A. Sub-serie B12: IPC + 6,10% E.A. |
|------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|

El 2 de julio de 2014 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E5 por \$92.220.000.

El 2 de julio de 2018 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B9 por \$218.200.000.

El 2 de julio de 2021 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B12 por \$89.580.000.

Cuarto Tramo:

| | |
|--------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|
| Valor total colocado | \$500.000.000 así: Sub-serie B10: \$300.000.000 Sub-serie B15: \$200.000.000 |
| Costos de transacción al 31 de diciembre de 2022 | \$96.362 |
| Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022 | \$200.000.000 |
| Valor nominal por bono | \$10.000 |
| Plazo de emisión | Sub-serie B10: 10 años Sub-serie B15: 15 años |
| Fecha de emisión | 13 de diciembre de 2012 |
| Fecha de vencimiento | Sub-serie B10: 13 de diciembre de 2022 Sub-serie B15: 13 de diciembre de 2027 |
| Tasa Cupón | Sub-serie B10: IPC + 3,52% E.A. Sub-serie B15: IPC + 3,64% E.A. |

El 13 de diciembre de 2022 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B10 por \$300.000.000.

Quinto Tramo:

| | |
|--------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|
| Valor total colocado | \$565.000.000, así: Sub-serie B6: \$201.970.000 Sub-serie B12: \$363.030.000 |
| Costos de transacción al 31 de diciembre de 2022 | \$107.527 |
| Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022 | \$363.030.000 |
| Valor nominal por bono | \$10.000 |
| Plazo de emisión | Sub-serie B6: 6 años Sub-serie B12: 12 años |
| Fecha de emisión | 11 de septiembre de 2013 |
| Fecha de vencimiento | Sub-serie B6: 11 de septiembre de 2019 Sub-serie B12: 11 de septiembre de 2025 |
| Tasa cupón | Sub-serie B6: IPC + 4,25% E.A. Sub-serie B12: IPC + 5,00% E.A. |

El 11 de septiembre de 2019 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B6 por \$201.970.000.

Sexto Tramo:

| | |
|--------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Valor total colocado | \$590.000.000 así: Sub-serie B6: \$241.070.000 Sub-serie B10: \$186.430.000 Sub-serie B16: \$162.500.000 |
| Costos de transacción al 31 de diciembre de 2022 | \$148.060 |
| Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022 | \$348.930.000 |
| Valor nominal por bono | \$10.000 |
| Plazo de emisión | Sub-serie B6: 6 años Sub-serie B10: 10 años Sub-serie B16: 16 años |
| Fecha de emisión | 16 de mayo de 2014 |
| Fecha de vencimiento | Sub-serie B6: 16 de mayo de 2020 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

| | |
|------------|-----------------------------------|
| | Sub-serie B10: 16 de mayo de 2024 |
| | Sub-serie B16: 16 de mayo de 2030 |
| Tasa cupón | Sub-serie B6: IPC + 3,42% E.A. |
| | Sub-serie B10: IPC + 3,83% E.A. |
| | Sub-serie B16: IPC + 4,15% E.A. |

El 16 de mayo de 2020 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B6 por \$241.070.000.

Séptimo Tramo:

| | |
|--------------------------------------------------|-------------------------------------|
| Valor total colocado | \$525.000.000, así: |
| | Sub-serie B3: \$234.870.000 |
| | Sub-serie B7: \$290.130.000 |
| Costos de transacción al 31 de diciembre de 2022 | \$0 |
| Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022 | \$290.130.000 |
| Valor nominal por bono | \$10.000 |
| Plazo de emisión | Sub-serie B3: 3 años |
| | Sub-serie B7: 7 años |
| Fecha de emisión | 11 de febrero de 2016 |
| Fecha de vencimiento | Sub-serie B3: 11 de febrero de 2019 |
| | Sub-serie B7: 11 de febrero de 2023 |
| Tasa cupón | Sub-serie B3: IPC + 3,49% E.A. |
| | Sub-serie B7: IPC + 4,69% E.A. |

El 11 de febrero de 2019 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B3 por \$234.870.000.

Octavo Tramo (*):

| | |
|-----------------------------------------------|----------------------------------------|
| Valor total colocado | \$300.000.000 así: |
| | Sub-serie E6: \$300.000.000 |
| Costos de transacción al 31 de diciembre 2021 | \$0 |
| Saldo vigente al 31 de diciembre de 2021 | \$0 |
| Valor nominal por bono | \$10.000 |
| Plazo de emisión | Sub-serie E6: 6 años |
| Fecha de emisión | 27 de septiembre de 2016 |
| Fecha de vencimiento | Sub-serie E6: 27 de septiembre de 2022 |
| Tasa cupón | Sub-serie E6: 7,59% E.A. |

El 27 de septiembre de 2022 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E6 por \$300.000.000.

Para el negocio de distribución la deuda financiera en bonos se encuentra representada en seis (6) emisiones de bonos vigentes en el mercado local, emitidos desde el 2013 y vigentes al 31 de diciembre de 2022.

Programa de emisión y colocación de bonos

Mediante Resolución No. 194 del 29 de enero de 2010 la Superintendencia Financiera de Colombia ordenó la inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE) del Programa de Emisión y Colocación de Bonos Ordinarios de Enel Colombia S.A. E.S.P. y autorizó la oferta pública por un monto de hasta \$600.000.000. Mediante Resolución No. 0624 del 3 de abril de 2013, la Superintendencia Financiera de Colombia autorizó la renovación del plazo de vigencia de la autorización para la oferta pública de los bonos ordinarios del programa por un período de 3 años contados a partir de la ejecutoria de la mencionada resolución, es decir hasta el 30 de abril de 2016.

Posteriormente, habiendo cumplido los requisitos establecidos para tal fin, el Cupo del Programa de Emisión y Colocación fue ampliado el 13 de marzo de 2014 mediante la Resolución No. 0407 de 2014 de la Superintendencia Financiera de Colombia en \$185.000.000, llevando el Cupo Global del Programa a \$785.000.000. El Cupo del Programa de Emisión y Colocación fue nuevamente ampliado el 7 de octubre de 2014 mediante la Resolución No. 1780 de 2014 de la Superintendencia Financiera en \$165.000.000, llevando el Cupo Global del Programa a \$950.000.000. Mediante Resolución No. 0623 del 23 de mayo de

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

2016 se aprobó la ampliación del Cupo Global del Programa en un monto adicional de \$560.000.000 llevando el Cupo Global a \$1.510.000.000, al tiempo que se aprobó la renovación del plazo de vigencia de la autorización de la oferta pública de los bonos del Programa por tres años adicionales a partir de la ejecutoria de dicha Resolución, es decir hasta el 3 de junio de 2019.

El 28 de diciembre de 2017 mediante Resolución No. 1893 se aprobaron las siguientes modificaciones al Programa de Emisión y Colocación de bonos ordinarios de la Enel Colombia S.A. E.S.P.: i) la inclusión de Papeles Comerciales dentro del Programa de emisión y colocación, su inscripción en el RNVE y su oferta pública y ii) La incorporación de los cambios derivados de la aplicación del artículo 6.1.1.1.5 del Decreto 2555 de 2010, en lo que se refiere a la modalidad utilizada para la emisión de los valores, el Plan de amortización de los valores y la posibilidad de publicación de la tasa de interés ofrecida de forma separada al aviso de oferta. Posteriormente, habiendo cumplido los requisitos establecidos para tal fin, mediante Resolución No. 0136 del 31 de enero de 2018 se aprobó la ampliación del Cupo Global del Programa en un monto adicional de un billón doscientos noventa y cinco mil millones de pesos (\$1.295.000.000) llevando el Cupo Global a un total de dos billones ochocientos cinco mil millones de pesos (\$2.805.000.000).

Finalmente, mediante Resolución No. 0683 del 28 de mayo de 2019 se autorizó el aumento del Cupo Global del Programa en un monto adicional de \$595.000.000 llevando el Cupo Global a \$3.400.000.000, al tiempo que se aprobó la renovación del plazo de vigencia de la autorización de la oferta pública de los bonos y papeles comerciales del Programa por tres años adicionales a partir de la ejecutoria de dicha Resolución, es decir hasta el 19 de junio de 2022. Mediante Resolución No. 0146 del 22 de febrero de 2021 se aprobó la ampliación del Cupo Global del Programa en un monto adicional de un billón doscientos mil millones de pesos (\$1.200.000.000) llevando el Cupo Global a un total de cuatro billones seiscientos mil millones de pesos (\$4.600.000.000).

Mediante la escritura pública No. 0562 del 1 de marzo de 2022, se instrumentó la fusión por absorción que hiciera Emgesa S.A. E.S.P. de Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P., y ESSA 2 S.p.A., además del cambio de la denominación o razón social a Enel Colombia S.A. E.S.P.

En virtud de lo anterior, no se adelantó la renovación del plazo de vigencia del Programa de Emisión y Colocación de Codensa S.A. E.S.P.

Al 31 de diciembre de 2022 se han efectuado diez (10) emisiones bajo el Programa de emisión y colocación de bonos. El primer Tramo fue emitido el 17 de febrero de 2010, el segundo tramo fue emitido el 15 de noviembre del 2013, el tercer Tramo fue emitido el 25 de septiembre de 2014, el cuarto Tramo emitido el 15 de septiembre de 2016, el quinto tramo el 9 de marzo del 2017, el sexto tramo el 8 de junio de 2017, el séptimo el 11 de abril de 2018, el octavo el 23 de octubre de 2018, el noveno tramo el 7 de marzo de 2019 y el décimo tramo el 25 de agosto de 2020. A continuación, el detalle de las emisiones vigentes:

Segundo tramo bajo el programa

| | |
|------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| | \$375.000.000, así: |
| | Sub-serie B5: \$181.660.000 |
| | Sub-serie B12: \$193.340.000 |
| Valor total colocado | |
| Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022 | \$193.340.000 |
| | \$10.000 |
| Valor nominal por bono | |
| Plazos de emisión | Sub-serie B5: 5 años |
| | Sub-serie B12: 12 años |
| Fecha de emisión | 15 de noviembre de 2013 para todas las series |
| Fecha de vencimiento | Sub-serie B5: 15 de noviembre de 2018 |
| | Sub-serie B12: 15 de noviembre de 2025 |
| Administrador de la emisión | Deceval S.A. |
| Tasa cupón: | Sub-serie B5: IPC + 3,92% E.A. |
| | Sub-serie B12: IPC + 4,80% E.A. |
| Calificación | AAA (Triple A) |
| | Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.). |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Sexto tramo bajo el programa

| | |
|------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| Valor total colocado | \$200.000.000, así: |
| Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022 | Sub-serie E7: \$200.000.000 |
| Valor nominal por bono | \$200.000.000 |
| Plazos de emisión | \$10.000 |
| Fecha de emisión | Sub-serie E7: 7 años |
| Fecha de vencimiento | 8 de junio de 2017 |
| Administrador de la emisión | Sub-serie E7: 8 de junio de 2024 |
| Tasa cupón: | Deceval S.A. |
| Calificación | Sub-serie E7: 6,46% E.A. |
| | AAA (Triple A) |
| | Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V. |

Séptimo tramo bajo el programa

| | |
|------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| Valor total colocado | \$360.000.000, así: |
| Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022 | Sub-serie E7: \$200.000.000 |
| Valor nominal por bono | Sub-serie B12: \$160.000.000 |
| Plazos de emisión | \$360.000.000 |
| Fecha de emisión | \$10.000 |
| Fecha de vencimiento | Sub-serie E7: 7 años |
| Administrador de la emisión | Sub-serie B12: 12 años |
| Tasa cupón: | 11 de abril de 2018 |
| Calificación | Sub-serie E7: 11 de abril de 2025 |
| | Sub-serie B12: 11 de abril de 2030 |
| | Deceval S.A. |
| | Sub-serie E7: 6,74% E.A. |
| | Sub-serie B12: IPC+3,59% E.A. |
| | AAA (Triple A) |
| | Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V. |

Octavo tramo bajo el programa

| | |
|------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| Valor total colocado | \$195.000.000, así: |
| Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022 | Sub-serie B5: \$195.000.000 |
| Valor nominal por bono | \$195.000.000 |
| Plazos de emisión | \$10.000 |
| Fecha de emisión | Sub-serie B5: 5 años |
| Fecha de vencimiento | 23 de octubre de 2018 |
| Administrador de la emisión | Sub-serie B5: 23 de octubre de 2023 |
| Tasa cupón: | Deceval S.A. |
| Calificación | Sub-serie B5: IPC+2,82% E.A. |
| | AAA (Triple A) |
| | Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V. |

Noveno tramo bajo el programa

| | |
|------------------------------------------|-----------------------------------|
| Valor total colocado | \$480.000.000, así: |
| Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022 | Sub-serie E4: \$280.000.000 |
| Valor nominal por bono | Sub-serie B10: \$200.000.000 |
| Plazos de emisión | \$480.000.000 |
| Fecha de emisión | \$10.000 |
| Fecha de vencimiento | Sub-serie E4: 4 años |
| | Sub-serie B10: 10 años |
| | 7 de marzo de 2019 |
| | Sub-serie E4: 7 de marzo de 2023 |
| | Sub-serie B10: 7 de marzo de 2029 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

| | |
|-----------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| Administrador de la emisión | Deceval S.A. |
| Tasa cupón: | Sub-serie E4: 6,30% E.A. Sub-serie B10: IPC +3,56% E.A. |
| Calificación | AAA (Triple A) Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V. |

Decimo tramo bajo el programa

| | |
|------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|
| | \$500.000.000, así: |
| Valor total colocado | Sub-serie E4: \$250.000.000 Sub-serie B7: \$250.000.000 |
| Saldo vigente al 31 de diciembre de 2022 | \$500.000.000 |
| Valor nominal por bono | \$10.000 |
| Plazos de emisión | Sub-serie E4: 4 años Sub-serie B7: 7 años |
| Fecha de emisión | 25 de agosto de 2020 |
| Fecha de vencimiento | Sub-serie E4: 25 de agosto de 2024 Sub-serie B7: 25 de agosto de 2027 |
| Administrador de la emisión | Deceval S.A. |
| Tasa cupón: | Sub-serie E4: 4,70% E.A. Sub-serie B10: IPC +2,45% E.A. |
| Calificación | AAA (Triple A) Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V. |

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

| Serie | Tasa EA | Tipo de tasa | Corriente | | | 1 a 2 años | 2 a 3 años | 4 a 5 años | 5 a 10 años | Total no corriente |
|---------|---------|--------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|
| | | | Menor a 90 días | Mayor a 90 días | Total Corriente | | | | | |
| B7-16 | 17,81% | Variable | 6.721.442 | 290.130.000 | 296.851.442 | - | - | - | - | - |
| E4-19 | 6,30% | Fija | 1.173.760 | 280.000.000 | 281.173.760 | - | - | - | - | - |
| B5-18 | 15,71% | Variable | 5.530.980 | 195.000.000 | 200.530.980 | - | - | - | - | - |
| B12-18 | 16,57% | Variable | 5.607.520 | - | 5.607.520 | - | - | - | 160.000.000 | 160.000.000 |
| B12-13 | 17,93% | Variable | 4.150.043 | - | 4.150.043 | - | 193.340.000 | - | - | 193.340.000 |
| B10-14 | 16,84% | Variable | 3.692.805 | - | 3.692.805 | 186.379.343 | - | - | - | 186.379.343 |
| B7-2020 | 15,29% | Variable | 3.631.500 | - | 3.631.500 | - | - | 250.000.000 | - | 250.000.000 |
| B12-13 | 18,15% | Variable | 3.501.424 | - | 3.501.424 | - | 362.922.473 | - | - | 362.922.473 |
| B16-14 | 17,20% | Variable | 3.282.988 | - | 3.282.988 | - | - | - | 162.402.597 | 162.402.597 |
| E7-18 | 6,74% | Fija | 2.952.000 | - | 2.952.000 | - | 200.000.000 | - | - | 200.000.000 |
| B10-19 | 16,53% | Variable | 2.106.800 | - | 2.106.800 | - | - | - | 200.000.000 | 200.000.000 |
| B15 | 16,62% | Variable | 1.607.600 | - | 1.607.600 | - | - | - | 200.000.000 | 200.000.000 |
| B15-09 | 19,39% | Variable | 1.391.052 | - | 1.391.052 | 55.403.638 | - | - | - | 55.403.638 |
| E4-2020 | 4,70% | Fija | 1.165.750 | - | 1.165.750 | 250.000.000 | - | - | - | 250.000.000 |
| E7-17 | 6,46% | Fija | 824.600 | - | 824.600 | 200.000.000 | - | - | - | 200.000.000 |
| | | | \$ 47.340.264 | \$ 765.130.000 | \$ 812.470.264 | \$ 691.782.981 | \$ 756.262.473 | \$ 250.000.000 | \$ 722.402.597 | \$ 2.420.448.051 |

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2021 es el siguiente:

| Descripción | Tasa EA | Corriente | | | 1 a 2 años | 2 a 3 años | 3 a 4 años | 4 a 10 años | Total no corriente |
|--------------------------------|---------|----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|
| | | Menor a 90 días | Mayor a 90 días | Total Corriente | | | | | |
| Programa Séptimo Tramo B-7 | 8% | \$ 3.964.626 | \$ - | \$ 3.964.626 | \$ 290.072.605 | \$ - | \$ - | \$ - | \$ 290.072.605 |
| Programa Sexto Tramo B10 | 7% | 2.099.202 | - | 2.099.202 | - | 186.351.264 | - | - | 186.351.264 |
| Programa Quinto Tramo B12 | 8% | 2.095.772 | - | 2.095.772 | - | - | 362.889.715 | - | 362.889.715 |
| Programa Sexto Tramo B16 | 8% | 1.893.450 | - | 1.893.450 | - | - | - | 162.392.956 | 162.392.956 |
| Programa Cuarto Tramo B10 | 7% | 1.343.700 | 299.953.359 | 301.297.059 | - | - | - | - | - |
| Programa Cuarto Tramo B15 | 7% | 908.000 | - | 908.000 | - | - | - | 199.888.644 | 199.888.644 |
| Programa Segundo Tramo B104-15 | 10% | 862.637 | - | 862.637 | - | 55.500.000 | - | - | 55.500.000 |
| Programa Octavo Tramo E6 | 8% | 300.900 | 299.972.949 | 300.273.849 | - | - | - | - | - |
| Total bonos | | \$ 13.468.287 | \$ 599.926.308 | \$ 613.394.595 | \$ 290.072.605 | \$ 241.851.264 | \$ 362.889.715 | \$ 362.281.600 | \$ 1.257.095.184 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

(2) El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

| Descripción | Fecha Vto. | Tasa EA | Corriente | | | 1 a 2 años | 2 a 3 años | 3 a 4 años | 4 a 5 años | 5 a 10 años | Total No corriente |
|-------------------------------------------|------------|---------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|
| | | | Menos de 90 días | Más de 90 días | Total Corriente | | | | | | |
| Banco de Bogotá S.A. | 5/04/2026 | 12,65% | \$ 950.407 | \$ 2.556.513 | \$ 3.506.920 | \$ 3.408.684 | \$ 3.408.684 | \$ 1.136.228 | \$ - | \$ - | 7.953.596 |
| Banco BBVA Colombia S.A. | 14/01/2025 | 10,97% | 435.356 | 33.333.333 | 33.768.689 | 66.666.667 | 33.333.333 | - | - | - | 100.000.000 |
| Financiera de Desarrollo Territorial S.A. | 28/08/2023 | - | 464.544 | 774.243 | 1.238.787 | - | - | - | - | - | - |
| Financiera de Desarrollo Territorial S.A. | 16/10/2023 | - | 612.091 | 1.428.212 | 2.040.303 | - | - | - | - | - | - |
| Financiera de Desarrollo Territorial S.A. | 30/11/2023 | - | 270.455 | 721.212 | 991.667 | - | - | - | - | - | - |
| Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A. | 6/01/2024 | 11,43% | 1.177.591 | 3.420.819 | 4.598.410 | 380.042 | - | - | - | - | 380.042 |
| Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A. | 6/01/2023 | 11,27% | 1.150.602 | - | 1.150.602 | - | - | - | - | - | - |
| Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A. | 8/02/2023 | 11,27% | 588.483 | - | 588.483 | - | - | - | - | - | - |
| Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A. | 8/02/2024 | 11,44% | 269.560 | 783.272 | 1.052.832 | 174.061 | - | - | - | - | 174.061 |
| Scotiabank Colpatría S.A. | 14/05/2026 | 12,15% | 5.992.822 | - | 5.992.822 | - | - | 400.000.000 | - | - | 400.000.000 |
| Bancolombia S.A. | 15/07/2026 | 10,41% | 11.503.334 | 60.000.000 | 71.503.334 | 60.000.000 | 60.000.000 | 60.000.000 | - | - | 180.000.000 |
| Banco BBVA Colombia S.A. | 2/11/2026 | 5,80% | 2.014.801 | - | 2.014.801 | - | - | 215.000.000 | - | - | 215.000.000 |
| Bancolombia S.A. | 30/11/2026 | 12,90% | 2.891.200 | - | 2.891.200 | - | - | 260.000.000 | - | - | 260.000.000 |
| Bancolombia S.A. | 5/04/2028 | 12,84% | 14.385.067 | - | 14.385.067 | - | - | - | - | 480.000.000 | 480.000.000 |
| Bancolombia S.A. | 28/04/2029 | 12,38% | 5.345.799 | - | 5.345.799 | - | 50.000.000 | 50.000.000 | 50.000.000 | 100.000.000 | 250.000.000 |
| Bancolombia S.A. | 15/07/2026 | 12,35% | 1.536.340 | 15.000.000 | 16.536.340 | 15.000.000 | 15.000.000 | 15.000.000 | - | - | 45.000.000 |
| Bancolombia S.A. | 28/07/2028 | 13,15% | 9.307.951 | - | 9.307.951 | - | - | - | 411.000.000 | - | 411.000.000 |
| Bank Of Nova Scotia | 2/03/2023 | 0,90% | 294.302.467 | - | 294.302.467 | - | - | - | - | - | - |
| Banco BBVA Colombia S.A. | 19/10/2027 | 11,92% | 2.348.472 | - | 2.348.472 | - | - | - | 100.000.000 | - | 100.000.000 |
| Bancolombia S.A. | 30/11/2027 | 12,59% | 1.605.333 | - | 1.605.333 | - | - | - | 150.000.000 | - | 150.000.000 |
| Bancolombia S.A. | 23/12/2027 | 13,12% | 626.000 | - | 626.000 | - | - | - | 200.000.000 | - | 200.000.000 |
| Bancolombia S.A. | 30/11/2028 | 13,30% | 1.003.366 | - | 1.003.366 | - | - | - | - | 89.000.000 | 89.000.000 |
| Bancolombia S.A. | 30/11/2029 | 14,82% | 4.500.160 | - | 4.500.160 | - | - | - | - | 360.000.000 | 360.000.000 |
| Bank Of Nova Scotia | 4/04/2023 | 0,90% | 444.462 | 202.028.400 | 202.472.862 | - | - | - | - | - | - |
| Total Préstamos Bancarios | | | \$ 363.726.663 | \$ 320.046.004 | \$ 683.772.667 | \$ 145.629.454 | \$ 161.742.017 | \$ 1.001.136.228 | \$ 911.000.000 | \$ 1.029.000.000 | \$ 3.248.507.699 |

El 3 de marzo y el 5 de abril del 2022 se cerraron operaciones de crédito con Bank of Nova Scotia por US\$61.000.000 y US\$42.000.000 respectivamente a una tasa promedio de 7,3% incluida la operación de cobertura.

De otro lado con Bancolombia S.A. se suscribieron varias operaciones de crédito durante lo corrido del 2022, entre ellos el primer crédito vinculado a indicadores de sostenibilidad, por un monto de \$360.000.000 millones de pesos y créditos de financiación sostenible por el orden de \$500.000.000 millones de pesos.

A continuación, el detalle de las operaciones:

| Fecha de desembolso | Fecha de vencimiento | Años | Monto (Millones) | Tasa |
|---------------------|----------------------|--------------|-------------------------|-------------------|
| 05 abril 2022 | 05 abril 2028 | 6 | \$ 480.000.000 | IBR 3M + 205% TV |
| 28 abril 2022 | 28 abril 2029 | 7 | \$ 250.000.000 | IBR 3M + 0.90% TV |
| 15 julio 2022 | 15 julio 2026 | 4 | \$ 60.000.000 | IBR 3M + 1.45% TV |
| 28 julio 2022 | 28 julio 2028 | 6 | \$ 411.000.000 | IBR 3M + 1.60% TV |
| 30 noviembre 2022 | 30 noviembre 2028 | 6 | \$ 89.000.000 | IBR 3M + 1.60% TV |
| 30 noviembre 2022 | 30 noviembre 2029 | 7 | \$ 360.000.000 | IBR 3M + 2.98% TV |
| | | Total | \$ 1.650.000.000 | |

(3) El detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021:

| | Al 31 de diciembre de 2022 | | Al 31 de diciembre de 2021 | |
|---------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|----------------------|
| | Corriente | No Corriente | Corriente | No Corriente |
| Vehículos | \$ 14.023.280 | \$ 9.620.352 | \$ 1.356.641 | \$ 675.258 |
| Edificios | 9.908.683 | 110.753.564 | 16.695.869 | 64.046.824 |
| Terrenos | 8.289.244 | 141.270.842 | - | - |
| Redes eléctricas | 615.268 | - | - | - |
| Maquinaria y equipo | 194.237 | - | - | - |
| | \$ 33.030.712 | \$ 261.644.758 | \$ 18.052.510 | \$ 64.722.082 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

En Enel Colombia S.A. E.S.P. la variación del rubro de vehículos corresponde principalmente al pasivo proveniente de la fusión con Codensa S.A. E.S.P. correspondiente al contrato de transporte operativo con el tercero Transportes Especiales Aliados S.A.S. y ALD Automotive S.A. por valor de \$17.206.261, contrato de transporte con Busexpress S.A.S., por \$9.108.417, la renovación del contrato con Compañía Naviera Del Guavio Ltda. por \$946.196, la fusión con Enel Green Power Colombia S.A. E.S.P. por \$571.436 con contratos con Busexpress S.A.S., ALD Automotive S.A., contratos de vehículos gerenciales por \$571.436 y renovación contrato Neardental S.A.S., por \$83.940.

El incremento en edificios corresponde principalmente al reconocimiento de los pisos 7 y 8 del Edificio Q93 en el mes de enero de 2022 por valor de \$29.842.690.

A continuación, se presenta el detalle del anticipo girado por Bancolombia S.A., a nombre de Enel Colombia S.A. E.S.P., el cual se legalizó en su totalidad el 24 de enero de 2022 fecha de la firma de las escrituras:

| CONCEPTO | VALOR |
|-----------------------------------------|---------------|
| Anticipo inicial | \$ 18.746.978 |
| Amortización Piso 6 | (3.942.660) |
| Amortización Piso 5 | (1.437.733) |
| Amortización Pisos 2,3,4 y parqueaderos | (4.339.608) |
| Amortización Pisos 2,3,4 y parqueaderos | (9.026.977) |
| Saldo Anticipo | \$ - |

Al 31 de diciembre de 2022 la variación de los terrenos corresponde principalmente al pasivo proveniente de la fusión de Codensa S.A. E.S.P., con terrenos en arrendamiento en los cuales se desarrollará la infraestructura para patios de recarga de Transmilenio S.A. por \$54.508.590, y con Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P., según contratos de arrendamiento de terrenos para el desarrollo de proyectos por \$50.127.590.

Centroamérica:

El detalle de leasing de las compañías Centroamericanas es el siguiente:

Guatemala: Corresponde principalmente al edificio de las oficinas centrales, a una flotilla de Pick Up y a terrenos en los que se desarrollan proyectos de las compañías Generadora de Occidente Ltda., Generadora Montecristo S.A. y Enel Guatemala S.A.:

| | Al 31 de diciembre de 2022 | |
|-----------|----------------------------|----------------------|
| | Corriente | No Corriente |
| Terrenos | \$ 908.777 | \$ 25.905.115 |
| Edificios | - | 5.160.334 |
| Vehículos | - | 2.467.200 |
| | \$ 908.777 | \$ 33.532.649 |

Panamá: Corresponde principalmente a terrenos donde se ubican plantas de generación fotovoltaica de las compañías Enel Fortuna S.A., Enel Renovable S.R.L., Generadora Solar Austral S.A. y Progreso Solar S.A.; en el rubro de edificios las oficinas administrativas en la ciudad de Panamá y vehículos para uso en las plantas:

| | Al 31 de diciembre de 2022 | |
|-----------|----------------------------|----------------------|
| | Corriente | No Corriente |
| Terrenos | \$ 1.750.528 | \$ 16.014.955 |
| Edificios | 1.413.410 | 8.307.903 |
| Vehículos | 906.229 | 1.118.860 |
| | \$ 4.070.167 | \$ 25.441.718 |

Costa Rica: Corresponde a las oficinas administrativas ubicadas en San José capital de Costa Rica:

| | Al 31 de diciembre de 2022 | |
|-----------|----------------------------|---------------------|
| | Corriente | No Corriente |
| Edificios | \$ 185.434 | \$ 3.094.876 |
| | \$ 185.434 | \$ 3.094.876 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
 Notas a los Estados Financieros Consolidados
 (En miles de pesos)

(4) El saldo al 31 de diciembre de 2022, la principal variación corresponde a la constitución de veintiséis (26) derivados de cobertura con valoración pasiva, así:

| Derivado | Subyacente | Banco | Factor Riesgo | Fecha Vencimiento | Nocional Activo | Moneda | Tasa Fijada | Corriente |
|----------|------------------------|---------------------------|-----------------|-------------------|-----------------|--------|-------------------------|------------------|
| Forward | Inversiones/proyecto | BBVA España | Cash Flow Hedge | 31/03/2023 | 18.894.518 | USD | 4.956,85 | 1.197.105 |
| Forward | Inversiones/proyecto | BBVA España | Cash Flow Hedge | 19/01/2023 | 12.134.525 | USD | 4.884,80 | 729.536 |
| Forward | Inversiones/proyecto | BBVA España | Cash Flow Hedge | 31/01/2023 | 12.179.275 | USD | 4.893,95 | 705.927 |
| Forward | Inversiones/proyecto | BBVA España | Cash Flow Hedge | 28/02/2023 | 9.038.385 | USD | 4.923,04 | 542.695 |
| Forward | Inversiones/proyecto | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/01/2023 | 5.889.326 | USD | 4.911,12 | 441.707 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/10/2023 | 1.500.000 | USD | 5.300,60 | 247.704 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 30/11/2023 | 1.000.000 | USD | 5.335,35 | 166.513 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/05/2023 | 500.000 | USD | 5.128,39 | 83.487 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/08/2023 | 500.000 | USD | 5.232,52 | 83.484 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/07/2023 | 500.000 | USD | 5.195,51 | 83.252 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 30/06/2023 | 500.000 | USD | 5.164,12 | 82.950 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 2/10/2023 | 500.000 | USD | 5.267,13 | 81.643 |
| Forward | Frontera | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 18/05/2023 | 1.938.925 | USD | 4.980,90 | 75.758 |
| Forward | Frontera | Scotiabank Colpatría S.A. | Cash Flow Hedge | 23/02/2023 | 486.077 | USD | 4.948,82 | 43.097 |
| Forward | Frontera | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 16/03/2023 | 458.720 | USD | 4.918,19 | 17.911 |
| Forward | Frontera | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 19/01/2023 | 212.956 | USD | 4.866,11 | 8.628 |
| Forward | Inversiones/proyecto | BBVA España | Cash Flow Hedge | 31/05/2023 | 120.590 | EUR | 5.288,01 | 5.653 |
| Forward | Frontera | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 17/08/2023 | 177.463 | USD | 5.069,57 | 5.488 |
| Forward | Frontera | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 16/02/2023 | 137.541 | USD | 4.891,14 | 5.382 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 2/05/2023 | 500.000 | USD | 4.927,74 | 1.870 |
| Forward | Frontera | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 19/10/2023 | 70.985 | USD | 5.135,25 | 1.861 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 28/02/2023 | 800.000 | USD | 4.864,91 | 1.701 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/03/2023 | 700.000 | USD | 4.895,72 | 863 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/07/2023 | 200.000 | USD | 5.020,25 | 566 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/01/2023 | 300.000 | USD | 4.837,59 | 385 |
| Forward | Cobertura FX Pago CERE | Citibank Colombia S.A. | Cash Flow Hedge | 31/08/2023 | 400.000 | USD | 5.052,75 | 280 |
| | | | | | | | Total valoración | 4.615.446 |

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 el Grupo no posee coberturas de inversiones netas en el exterior.

Al 31 de diciembre de 2022, el Grupo cuenta con \$4.070.864.792 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, respecto de las cuales, en caso de requerirse, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso.

Así mismo; y como parte de su estrategia de financiamiento, Enel Colombia S.A. E.S.P., suscribió el 9 de mayo de 2022, una línea de crédito comprometida por \$400.000.000 con Banco de Bogotá S.A., con un (1) año de disponibilidad de los recursos para su desembolso.

Al 31 de diciembre de 2022 existen tres garantías con Scotiabank Colpatría S.A., por \$6.466.036 que respaldan el cumplimiento de las obligaciones de crédito suscritas con la Financiera de Desarrollo Territorial S.A. - Findeter S.A., en el marco del decreto legislativo 517 de 2020.

18. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

| | Al 31 de diciembre de 2022 | | Al 31 de diciembre de 2021 | |
|-------------------------------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|--------------|
| | Corriente | No corriente | Corriente | No corriente |
| Cuentas por pagar bienes y servicios (1) | \$ 1.165.177.457 | \$ - | \$ 154.844.539 | \$ - |
| Estimados por compra de energía y gas (2) | 526.828.983 | 23.418.367 | 103.631.495 | - |
| Otras cuentas por pagar (3) | 264.441.647 | 306.787.240 | 41.713.090 | - |
| | \$ 1.956.448.087 | \$ 330.205.607 | \$ 300.189.124 | \$ - |

(1) La variación corresponde principalmente a las cuentas por pagar reconocidas en el proceso de fusión el 01 de marzo de 2022 proveniente de la sociedad Codensa S.A. E.S.P y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. (ver nota 1.4 Fusión).

Al 31 de diciembre de 2022 corresponde principalmente a cuenta por pagar de bienes y servicios mediante operaciones factoring con Citibank por \$156.934.167, Bancolombia S.A. por \$44.070.165 y Banco Av Villas por \$19.397.977, Banco Santander \$28.410.846, JP Morgan SE \$20.702.454.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Adicionalmente cuentas por pagar a proveedores: Siemens S.A por \$13.045.261, Accenture Ltda por \$14.093.085, Industrias Electromecánicas S.A.S. por \$16.104.912, Soltec Trackers Colombia por \$10.896.623, Roy Alpha S.A. \$10.749.932, JE Jaimes Ingenieros S.A \$9.703.670. entre otros proveedores. Incluye también estimados de bienes y servicios por \$270.991.706A

Centroamérica

Panamá: corresponden principalmente a facturas por recibir correspondiente a compras de energía por valor de \$35.789.481. y compras de energía en el mercado ocasional por \$7.138.337.

Guatemala: Corresponde principalmente a la compra facturada de energía de la comercializadora como proveedor principal del Administrador de mercado mayorista – AMM por \$10.041.052.

(2) Al 31 de diciembre de 2022 corresponde a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por \$286.621.319; segmento de generación por \$162.565.341 y comercialización de gas por \$8.039.326. Adicionalmente la compañía presenta una cuenta por pagar a XM S.A. E.S.P. según Resolución CREG 101 029 de 2022 por la financiación de la facturación de compras de energía por \$86.007.137; la porción corriente correspondiente a \$62.588.770 y la porción no corriente a \$23.418.367.

Panamá: corresponde principalmente a depósitos de garantía recibido de clientes en Enel Fortuna S.A., por valor de \$7014.227.

(3) El detalle de otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

| | Al 31 de diciembre de 2022 | | Al 31 de diciembre de 2021 | |
|---------------------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|--------------|
| | Corriente | No corriente | Corriente | No corriente |
| Otras cuentas por pagar (a) | \$ 190.366.842 | \$ 306.787.240 | \$ 41.713.090 | \$ - |
| Saldos a favor de clientes (b) | 54.240.843 | - | - | - |
| Recaudo a favor de terceros (c) | 19.833.962 | - | - | - |
| | \$ 264.441.647 | \$ 306.787.240 | \$ 41.713.090 | \$ - |

(a) Al 31 de diciembre de 2022 el pasivo a corto plazo corresponde principalmente a las adecuaciones – obras civiles ejecutadas por socios comerciales por \$42.410.855, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$49.848.990. Los ADD's corresponden al cargo de distribución de otros operadores de red que por mandato regulatorio deben ser facturados y recaudados por el Grupo a sus usuarios finales bajo el esquema de áreas de distribución. Las áreas de distribución es un mecanismo regulatorio que se incluyó en Colombia bajo la Resolución CREG 058-068 y 070 de 2008, que tiene como objetivo distribuir el costo de distribución que deben asumir los usuarios finales de forma equitativa en las diferentes regiones del país entre todos los usuarios.

El pasivo no corriente corresponde a la aplicación del método de valoración de las inversiones por participación patrimonial; se presenta la filial Generadora Solar Tolé S.R.L., en la cual el resultado es negativo, por lo tanto, se reconoce este valor como un pasivo, esto en línea con la práctica del Grupo, y atendiendo a que en el futuro se podría presentar la obligación de cubrir algún pasivo por cuenta de la filial o de capitalizarla.

Centroamérica

Panamá: El pasivo a corto y largo plazo, corresponde principalmente a la cuenta por a pagar Sinolam Smarter Energy LNG Group INC. por la adquisición de los contratos de suministro de energía PPA de 224 MW, por valor de \$84.659.520 en el corto plazo y \$306.787.240 en el largo plazo.

(b) Corresponde a los saldos a favor de clientes generados principalmente por mayor valor pagado y por ajustes de facturación del segmento de distribución.

(c) Al 31 de diciembre de 2022 corresponde principalmente al recaudo por suscripciones a periódicos, revistas, aseo y pólizas de seguros, entre otros.

Centroamérica

Costa Rica: Corresponde principalmente a provisiones de obligaciones con MBO, servicios profesionales de auditoría y precios de transferencias entre otros.

19. Provisiones

| | Al 31 de diciembre de 2022 | | Al 31 de diciembre de 2021 | |
|--------------------------------------------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|
| | Corriente | No corriente | Corriente | No corriente |
| Provisiones ambientales | 165.338.131 | 128.372.377 | 68.930.399 | 222.774.757 |
| <i>Ambiental y obras Quimbo (1)</i> | 105.490.421 | 2.152.004 | 27.950.242 | 71.611.290 |
| <i>Plan de Restauración Quimbo (1)</i> | 28.242.097 | 30.116.699 | 35.235.548 | 40.069.485 |
| <i>Provisión Ambiental Río Bogotá (2)</i> | 9.099.228 | 12.568.899 | 4.643.898 | 19.968.264 |
| <i>Provisión ambiental el Paso (3)</i> | 2.711.479 | 11.651.629 | - | - |
| <i>Plan de Compensación CAR (4)</i> | 19.389.926 | 71.883.146 | 1.100.711 | 91.125.718 |
| <i>Otras compensaciones ambientales</i> | 404.980 | - | - | - |
| Provisión de reclamaciones legales (5) | 17.053.613 | 8.640.394 | 101.340 | 10.893.813 |
| <i>Civiles y otros</i> | 12.907.515 | 6.333.309 | 101.340 | 9.515.972 |
| <i>Laborales</i> | 4.146.098 | 2.307.085 | - | 1.377.841 |
| Desmantelamiento | 13.301.006 | 154.427.735 | - | 958.961 |
| <i>Desmantelamiento Central Cartagena (6)</i> | - | 138.140.857 | - | - |
| <i>Desmantelamiento de PCBs (7)</i> | 13.301.006 | 2.966.463 | - | - |
| <i>Desmantelamiento de Asbesto</i> | - | 3.787.058 | - | - |
| <i>Otras provisiones de desmantelamiento</i> | - | 9.533.357 | - | 958.961 |
| Otras provisiones | 44.757.778 | 36.516.781 | 10.117.209 | 14.681.928 |
| <i>provisión Fondo Electrificación Rural (8)</i> | - | 23.635.006 | - | - |
| <i>Provisión Incertidumbre Fiscal (9)</i> | 22.576.736 | - | 7.520.768 | - |
| <i>Provisión Recuperación Tominé (10)</i> | 9.912.481 | - | - | 10.628.427 |
| <i>Provisión plan de retiro Central Cartagena (11)</i> | 6.316.019 | 3.963.815 | - | - |
| <i>Provisión Fondo de Transición (12)</i> | 5.952.542 | 8.224.823 | 2.596.441 | 4.053.501 |
| <i>Otros</i> | - | 693.137 | - | - |
| Total Provisiones | \$ 240.450.528 | \$ 327.957.287 | \$ 79.148.948 | \$ 249.309.459 |

(1) La provisión de la Central Ambiental Hidroeléctrica El Quimbo está constituida por: i) Ambiental y obras Quimbo, la cual corresponde principalmente a obligaciones para reposición de infraestructura, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central ejecutadas dentro del cronograma de obras propuesto por el proyecto entre el 2017 y 2021. ii) Plan de Restauración, incluye las obras necesarias para mitigar el impacto ambiental con ocasión del llenado del embalse y que involucra flujos de ejecución estimados en 30 años. Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra la restauración de bosques, mantenimiento de la franja de protección y del embalse, desarrollo del programa íctico, pesquero y programas de monitoreo de fauna, flora, clima y paisaje.

La tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y de plan de restauración Quimbo a diciembre de 2022 es 20.30% y 13.14% EA y a diciembre de 2021 es 8.37% y 5.92% EA, respectivamente.

Reclamación consorcio Impregilo

Durante el 2015, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante Enel Colombia S.A. E.S.P. una serie de reclamaciones y notas de órdenes de cambio (Noc's) producto de afectaciones económicas por las obras ejecutadas en el contrato CEQ-21 obras civiles principales proyecto Hidroeléctrico El Quimbo.

En sesión ordinaria de Junta Directiva No 436 celebrada el 19 de octubre de 2016, fueron realizados los análisis técnicos y legales del contrato pactado entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. Enel Colombia S.A. E.S.P. en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista durante el último trimestre de 2016. La pretensión inicial del contratista ascendía a \$224.560.000, entre reclamaciones y notas de orden de cambio como

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

resultado de la negociación se cerró el acuerdo por \$57.459.000 más \$2.800.000, por el acta del cierre de contrato, y un reajuste a las reclamaciones por \$14.541.000, para un total de \$74.800.000, estos valores fueron autorizados por Enel Colombia S.A. E.S.P. para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021 por medio del addendum 17 firmado en enero de 2017.

En noviembre de 2016, Enel Colombia S.A. E.S.P. como parte del análisis de las actividades incluidas dentro de la provisión constituida para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la construcción de la Central, efectuó recuperaciones por actividades que fueron consideradas no necesarias e incluyendo los reajustes a los precios del contrato acordados en Junta Directiva y formalizados en addendum 17 el cual fue firmado y pagado durante el primer trimestre de 2017.

Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó reclamación al contratista y a la compañía AXA Colpatría Seguros S.A., porque considera que algunos eventos que afectan la calidad de las obras de la presa son responsabilidad de Enel Colombia S.A. E.S.P., AXA Colpatría Seguros S.A rechazó la reclamación por garantía de calidad y estabilidad de las obras.

Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó réplica para la Aseguradora, la comunicación se radicó el viernes 4 de mayo de 2018. El 8 de junio de 2018 se recibió respuesta de AXA Colpatría Seguros S.A indicando que la reclamación fue objetada, pero que, no obstante, una vez se pruebe la responsabilidad del asegurado y se pruebe el daño entraría a revisar la reclamación, al 31 de marzo de 2019, no presentó cambios adicionales.

La demanda fue presentada el 29 de mayo de 2020, ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá, en contra del Consorcio Impregilo-OHL (CIO) y Axa Colpatría Seguros S.A. Las pretensiones de la demanda sumaban \$99.201.254. Una vez presentada la demanda, el Centro de Arbitraje notificó a las partes el 2 de junio de 2020.

A su vez el Consorcio Impregilo-OHL, presentó demanda de Reconvenición (Contrademanda), por valor de \$3.712.037. La contrademanda presentada por el Consorcio Impregilo-OHL, fue contestada el 4 de diciembre de 2020 por Enel Colombia S.A. E.S.P., rechazando el cobro de los dineros allí señalados.

El 5 de febrero de 2021, Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó reforma de la demanda arbitral siendo admitida por autos del 15 de febrero el 4 de marzo de 2021.

Las convocadas Consorcio Impregilo OHL y Axa Colpatría Seguros S.A., se pronunciaron dentro del término de ley sobre las reformas de la demanda de Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P), oponiéndose a las pretensiones y objetando el juramento estimatorio de perjuicios.

El 7 de diciembre de 2021 se instala la audiencia de fijación de gastos y honorarios. Se nombraron árbitros en el proceso, por lo que se pone en conocimiento de las partes por el término de 5 días para que, si a bien lo tienen, formulen solicitud de relevo.

Se notifica el Auto No 37, en el que se resuelve, entre otras cosas, establecer los gastos y honorarios del arbitramento que deberán pagar las partes, y fijar el 26 de enero de 2022 para realizar la primera audiencia de trámite.

En la audiencia del 26 de enero de 2022, el Tribunal previo a decretar las pruebas pedidas por las partes, impuso una serie de cargas que Enel Colombia S.A. E.S.P. debe cumplir en 10 días hábiles. Enel Colombia S.A. E.S.P. debe precisar la prelación e importancia de los testigos citados. La audiencia fue suspendida hasta el 22 de febrero de 2022.

En audiencia del 22 de febrero de 2022, en el marco de la primera audiencia de trámite, se decretaron las pruebas pedidas por las partes, las cuales se empezarán a practicar y recaudar en mayo de 2022.

Entre el 10 de mayo de 2022 y el 21 de junio de 2022, se llevaron a cabo las audiencias de práctica de pruebas. Solamente quedaron faltando, aparte de concluir las disputas relativas a la exhibición de documentos de Enel Colombia S.A. E.S.P. al Consorcio, la declaración del Representante Legal de Ecoinsa, empresa que presentó el dictamen de contradicción a nuestra reclamación de lucro cesante, la declaración de Gonzalo Lozano Triana y la declaración del Representante Legal de FEC, todos peritos, las cuales se programaron para el 2, 4 y 9 de agosto de 2022 respectivamente, a partir de las 9:30 am.

El 30 de junio de 2022, Enel Colombia S.A. E.S.P. radicó un memorial mediante el cual se pronuncia frente al memorial presentado por el Consorcio el 13 de junio de 2022, en relación con los documentos que supuestamente la parte convocante ha omitido exhibir.

En el mes de agosto de 2022, concluyó el período probatorio y se presentaron los alegatos de conclusión.

El Tribunal en auto del 31 de agosto de 2022, ordenó de oficio la ampliación de los informes técnicos presentados por los contratistas de Enel Colombia S.A. E.S.P., Ingetec y Consorcio Maseq Moreno, relacionados con los diseños del Presa y el informe pericial de Lucro Cesante.

Las ampliaciones fueron presentadas y se dispuso a aplazar las demandadas, por un término de cinco (5) días, que vencieron 10 de octubre de 2022.

Dentro del término que venció el 10 de octubre de 2022, por petición de la Aseguradora Llamada en Garantía por la demandada Axa Colpatría Seguros S.A., eso es; por Segurexpo el Tribunal en providencia del 11 de octubre de 2022 en los términos de los artículos 275 y 276 del Código General del Proceso, ordenó a Ingetec y al Consorcio M&M (Contratista de Enel Colombia S.A. E.S.P) para que procedieran a pronunciarse sobre las solicitudes de aclaración y complementación al informe rendido.

El término para rendir las aclaraciones venció el 19 de octubre de 2022, fecha en la cual se presentaron los informes respectivos. Actualmente se continua a la espera de que el Tribunal ordene cerrar el período probatorio y corra traslado para alegar de conclusión, y de acuerdo con los términos legales se espera que el laudo arbitral se emita en el primer semestre del 2023.

El 15 de noviembre de 2022, en audiencia, se notifican las siguientes providencias:

Auto No. 72, en el que se resuelve declarar "...que, hasta esta etapa del proceso, no hay irregularidad o vicio que configure una nulidad, que hubiere que sanear...".

Auto No. 73, en el que se resuelve, entre otras cosas, (I) declarar concluida la práctica de las pruebas, y (II) fijar el 14 de febrero de 2023, a las 9 am, para realizar, en forma presencial, la audiencia de alegatos de conclusión. En ese orden de ideas se mantiene la posibilidad, y de acuerdo con los términos legales que el laudo arbitral se emita en el primer semestre del 2023.

Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%

De acuerdo con la Resolución 0899 del 15 de mayo de 2009, mediante la cual la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) otorgó licencia ambiental para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2018 tiene registrado como parte del total provisionado por \$21.709.078 correspondientes al programa de inversión del 1% presentado dentro del marco de la licencia, por la utilización del recurso hídrico superficial de la fuente río Magdalena, de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la ley 99 de 1993 reglamentado por el Decreto 1900 del 12 de septiembre de 2006.

El 31 de agosto de 2016 se realizó y presentó al ANLA para su revisión y aprobación una liquidación parcial por \$9.702.000 con corte al 30 de septiembre de 2016, la cual será reliquidada una vez determine el costo final del proyecto de acuerdo con el parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 1900 de 2006. Al 31 de marzo de 2019 no se había recibido pronunciamiento de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

El 25 de noviembre de 2019, se presentó para revisión y aprobación por parte de la ANLA, la liquidación del Plan de Inversión 1% al corte del 30 de junio de 2019. Mediante comunicado No. 2020054654-2-000 del 8 de abril de 2020, la ANLA solicitó información adicional relacionada con el acogimiento al porcentaje incremental contemplado en el Art. 321 del Plan Nacional de Desarrollo.

En respuesta al requerimiento, se propuso a la ANLA que los recursos pendientes por ejecutar se distribuyeran en dos programas específicamente:

- (1) Adquisición de predios y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento, recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas.
- (2) Interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales.

De otra parte, el pasado 18 de diciembre de 2020 en audiencia de oralidad, la ANLA requirió puntualmente:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

“Presentar las inversiones base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1% ejecutadas en el año 2019, incluyendo las actividades de la Resolución 938 del 16 de junio de 2018, mediante la cual se modificó la Resolución 899 del 19 de mayo de 2009, de conformidad con lo establecido en el artículo 321 de la Ley 1955 del 25 de mayo de 2019”.

Lo anterior, requiere que Enel Colombia S.A. E.S.P. conozca el valor de la liquidación del contrato CEQ-21, debido a que de esta cifra se obtendrán valores adicionales que deben ser reportados como base para la liquidación del Plan de inversión del 1%.

Por su parte, la Contraloría General de la República, en auditoría realizada, determinó 2 hallazgos administrativos sobre el Plan de Inversión 1%, indicando que existe *“incertidumbre en los montos a ejecutar para dar cumplimiento a la obligación de inversión forzosa de no menos del 1%”.* Así mismo determinó que *“no incorporar valores reales al plan de inversión y al cronograma de inversión de la presente obligación, con pronunciamientos de fondo por parte de la autoridad ambiental, provoca que las ejecuciones se extienden en el tiempo, postergando el bienestar percibido por las mismas”.*

Dado lo anterior, Enel Colombia S.A. E.S.P. continua con la revisión del concepto técnico emitido por parte de la autoridad ambiental y del ente de control (ANLA), para emitir respuesta oficial sobre el monto base de liquidación y el estado de implementación de los proyectos ya aprobados por parte de la autoridad nacional.

El artículo 321 de la Ley 1955 del 25 de mayo del 2019 (Plan Nacional de Desarrollo), establece la oportunidad de acogerse a un incremento de la obligación de inversión del 1% de acuerdo con la fecha de expedición de la Licencia Ambiental, para las empresas que deben cumplirla y tienen presupuesto pendiente por invertir.

Enel Colombia S.A. E.S.P. consideró pertinente solicitar el acogimiento al Art. 321 /Ley 1955 de 2019 y el 25 de noviembre de 2019, radicó todos los documentos solicitados en dicho artículo para la liquidación e incremento del valor de la obligación del 1%. El 8 de marzo de 2021, la ANLA mediante Resolución 0462 aprobó la solicitud de acogimiento, e informó que el valor actualizado del Plan de Inversión del 1% de la Central El Quimbo es de \$15.989.664 de este valor, la ANLA aún no ha aprobado o descontado del presupuesto total, las inversiones que están en ejecución actualmente. En este sentido considera \$0 como valor ejecutado y clasifica como “en ejecución” el valor de \$2.859.000 correspondiente a los proyectos de compra de predios y construcción de PTARD que avanzan actualmente.

La diferencia entre el valor total actualizado del plan 1% y el valor en ejecución, es considerado por la ANLA como “valor por ejecutar” el cual asciende a \$13.130.664.

BALANCE DE INVERSIÓN FORZOSA DE NO MENOS DEL 1%

| | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----|-------------------|
| Liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1% actualizada (Artículo 321) | \$ | 15.989.664 |
| Valor en ejecución de la inversión forzosa de no menos del 1% | | (2.859.000) |
| Valor de la inversión forzosa de no menos del 1% por ejecutar Actualizado. | \$ | 13.130.664 |

El 24 de febrero de 2021, Enel Colombia S.A. E.S.P. radicó ante la ANLA la respuesta a los requerimientos reiterativos asociados a la inversión del 1%, establecidos mediante acta de oralidad 540 del 18 de diciembre de 2020. A la fecha no se tiene respuesta por parte de la autoridad ambiental.

Mediante Auto 01481 del 17 de marzo de 2021 la ANLA, ordena el inicio del procedimiento sancionatorio, por presuntos incumplimientos respecto al programa de adquisición de predios de la inversión del 1%. Enel Colombia S.A. E.S.P. por su parte presentara la cesación del procedimiento.

Con base en la actualización del valor liquidado del Plan de inversión del 1% el cual se incrementó en \$5.759.747, Enel Colombia S.A. E.S.P. procederá a realizar la respectiva concertación con la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena-CAM para la distribución de los recursos adicionales en los 18 municipios o atender la directriz que determine dicha Autoridad.

A su vez, en este proceso con la CAM se deberá incluir el valor liquidado del 1% por concepto de las obras adicionales realizadas para la construcción del sistema de medición de filtraciones cuyo valor base es de \$23.866.318.

De otra parte, teniendo en cuenta que el valor actual liquidado del Plan 1% sigue siendo parcial, Enel Colombia S.A. E.S.P. avanza en la gestión para certificar, de los valores pendientes de reportar a la Autoridad Ambiental.

El 16 de diciembre de 2021, la CAM mediante comunicación con radicado 20211020279531, aprobó que el incremento del presupuesto del Plan 1% por el valor de \$5.998.410.444,51; así como, el valor asignado inicialmente al municipio de La Argentina por de (\$296.320.678) se destine a la línea de inversión "Adquisición de predio y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento y recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas."

Adicionalmente, la CAM solicitó el cumplimiento de los siguientes requisitos de los predios que se adquieran a través de la línea de inversión mencionada anteriormente:

- (1) Que sean predios de más de 50 hectáreas.
- (2) Que los predios se encuentren al interior de las zonas de conservación en más del 50% de su área total.
- (3) Que la adquisición de los predios se haga dando cumplimiento a cada una de las líneas de inversión descritas en el Artículo Segundo de la Resolución 00462 de 2021.

De otra parte, la ANLA, con relación a los compromisos adquiridos en la mesa técnico-jurídica llevada a cabo el 07 de mayo de 2021, mediante Resolución 2398 de 2021, confirmó que Enel Colombia S.A. E.S.P. debe adelantar la gestión pertinente ante el IGAC para sanear los predios con relación a la concordancia de las áreas en la oficina de Registro (certificado de libertad y tradición) y Catastro (IGAC).

Con relación al programa de Formación de Promotores Ambientales, la ANLA determinó lo siguiente:

Para este programa, la Sociedad en el ICA No. 24, menciona que:

"En la mesa técnico-jurídica celebrada el 07 de mayo de 2021 entre la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM, la ANLA y Enel Colombia S.A. E.S.P., (antes Emgesa S.A. E.S.P.), la ANLA se comprometió a definir cuales insumos de los costos requeridos para la ejecución del programa se podrán imputar al Plan de Inversión 1%. A la fecha Enel Colombia S.A. E.S.P., (antes Emgesa S.A. E.S.P) no ha recibido respuesta. Se adjunta acta de reunión.

Respecto a los costos elegibles y no elegibles en la Línea de Formación de promotores ambientales, se tiene que son elegibles los costos directos debidamente soportados técnica y financieramente mediante: (Contrato, convenio, factura, comprobante de egreso, o documento equivalente); siempre y cuando estos contribuyan a la Preservación, conservación y vigilancia de la cuenca afectada de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993.

Respecto a los costos indirectos tales como (Transporte de los participantes, Refrigerios, Kits de identificación, carnets y soportes de finalización del proceso diplomas) estos serán elegibles con cargo a la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1%, con la justificación respectiva que acredite la necesidad de los mismos en desarrollo del contrato celebrado, igualmente deberán ser soportados técnica y financieramente.

En concordancia con lo anterior, a través de memorando interno 2021196452-3-000 del 13 de septiembre de 2021, la Oficina Asesora Jurídica – OAJ de la Autoridad Nacional, emitió pronunciamiento frente a la consulta sobre compensación del componente biótico y de inversión forzosa de no menos del 1%, realizada por la Cámara Colombiana de Infraestructura (CCI), la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones de Colombia (ANDESCO), la Asociación Colombiana de Petróleos (ACP) y la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN)."

Con base en lo anterior, la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. informó a la CAM que continuará con la actividad de compra de predios conforme a los lineamientos establecidos tanto por la ANLA como por la CAM; sin embargo, resaltamos las dificultades de tiempo que traerá para la ejecución del plan del 1% la gestión que se realizará ante el IGAC con respecto a la concordancia que debe existir entre las áreas de los predios de los títulos de propiedad, el certificado de libertad y tradición (Registro) y Catastro.

Por otra parte, y teniendo en cuenta las precisiones que manifiesta la ANLA con relación al Programa de Promotoría Ambiental, se procederá a evaluar la información suministrada para la ejecución de dicho programa.

El 29 de marzo de 2022 mediante radicado ANLA 2022058211-1-0000, Enel Colombia solicitó a la Autoridad Ambiental aclaración y confirmación sobre tres puntos de los costos asociados al cumplimiento de esas disposiciones pueden ser cargados al presupuesto liquidado del plan de inversión del 1%,

1. Costos del proceso de normalización de los predios que implica diferentes trámites ante las entidades públicas que hacen parte del proceso y son necesarios y obligatorios.

Así mismo se informa que, *"debido a las dificultades operativas que presenta el IGAC, Enel Colombia S.A. E.S.P., estudia la posibilidad de realizar un convenio de cooperación con el municipio de Garzón, quien fue autorizado como gestor catastral en la Resolución 1698 del 9 de noviembre del 2021, "Por medio de la cual se habilita como gestor catastral al municipio de Garzón-Huila y se dictan otras disposiciones."*

En este sentido, se solicitó que todos los costos en que incurra Enel Colombia S.A. E.S.P. para estos procesos de saneamiento predial, se puedan cargar al presupuesto del Plan de Inversión del 1%.

2. Aclarar y dar alcance al concepto "buen estado de conservación" de los predios a adquirir a través de la línea "Adquisición de predios y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento, recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas."

En este sentido, es preciso conocer si las actividades de identificación visual del paisaje con fotografías aéreas, el uso de drones y los informes de las actividades anexas pueden ser costeadas con el presupuesto del Plan de inversión forzosa del 1%.

3. Se autorice el pago de visitas de la CAM para emitir los respectivos conceptos de aprobación o descarte para la compra de los predios ofertados por los municipios costos con los recursos del Plan de inversión del 1%.

Mediante radicado 2022104387-2-000 del 26 de mayo de 2022 la ANLA se pronuncia informando lo siguiente:

En conclusión, para la aceptación de los gastos elegibles con cargo a la inversión forzosa de no menos del 1%, los titulares de licencias ambientales deben soportar técnicamente su contribución a la *"recuperación, preservación, conservación y vigilancia de la cuenca hidrográfica"*, justificando la necesidad de estos y financieramente aportar contratos, convenios, actas de avance, presupuestos efectivamente ejecutados, facturas y comprobantes de egreso que demuestren los valores cancelados.

1. Los costos asociados a esta actividad (identificación visual del paisaje a través de fotografías aéreas y uso de drones; así como, "actividades anexas"), los cuales no han sido solicitados por parte de esta Autoridad, no serán elegibles del monto de la inversión forzosa de no menos del 1%, al considerarse que no es necesario incurrir en ellos para identificar áreas con coberturas vegetales conservadas, destacando que los montos a invertir deben enfocarse en las acciones que propenden a la conservación y protección del recurso hídrico, el cual corresponde al objetivo de la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1% y por tanto debe darse un uso eficiente del mismo.
2. Respecto a la elaboración de conceptos técnicos por parte de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM producto de la visita en campo de los predios a adquirir, es viable descontar dicho valor del monto de la inversión forzosa de no menos del 1%; no obstante, se aclara que este valor será descontado únicamente de los predios que sean finalmente adquiridos una vez se surta todo el proceso de compra y entrega del predio cumpliendo con todos los requisitos asociados y discriminados en el numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 2398 del 29 de diciembre de 2021.

Mediante Acto Administrativo No. 1572 del 22 de julio de 2022- Expediente LAM4090 la ANLA se pronuncia informando lo siguiente:

ARTÍCULO PRIMERO. ACEPTAR como parte de la liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, la suma de SESENTA Y DOS MILLONES CUATROSCIENTOS DIECINUEVE MIL DOSCIENTOS SETENTA Y NUEVE PESOS CON SIETE CENTAVOS. (\$62.419.279.07), liquidado sobre la base de liquidación que corresponde a la suma de SEIS MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y UN MILLONES NOVECIENTOS VEINTISIETE MIL NOVECIENTOS SIETE PESOS MCTE. (\$6.241.927.907), valor que corresponde al ítem de adquisición terrenos del periodo comprendido entre el 16 de octubre de 2019 y el 31 de diciembre de 2021, de conformidad con lo expuesto en la parte motiva del presente acto administrativo.

Mediante radicado 00322725 del 16 de agosto de 2022, por parte de Enel Colombia solicitando las siguientes aclaraciones:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

- Respecto al párrafo segundo del artículo segundo de la Resolución No. 1572 del 22 de julio de 2022, solicitamos respetuosamente se realice la verificación de los valores y se aclare la cifra de (\$1.225.527), correspondiente al incremento del 10%, toda vez que al aplicar dicho porcentaje a la base a actualizar de \$1.229.526.748, difiere al valor señalado en la resolución. Como consecuencia de la aclaración, de ser necesario, se realice el ajuste de las cifras que se deriven de la cifra aclarada.
- Respecto al artículo tercero, solicitamos respetuosamente aclarar que el Informe de Cumplimiento Ambiental – ICA- 26, corresponde al primer semestre de 2022 y no al segundo semestre del año 2021, como lo señala el artículo.

Mediante Resolución 02829 del 30 de noviembre de 2022, la ANLA modifica el artículo segundo de la Resolución 1572 del 22 de julio de 2022, con el cual se actualiza la liquidación parcial acumulada a diciembre de 2021 de la inversión forzosa de no menos del 1%, cuyo valor asciende a \$16.326.576.088,18 y presenta el siguiente balance de la inversión:

| BALANCE DE INVERSION FORZOSA DE NO MENOS DEL 1% | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|
| Valor de Liquidación con base en los certificados a costo histórico a 2018. | \$ 14.795.967 |
| Valor incremento al porcentaje incremental establecido en el artículo 321 de la Ley 1955 de 2019. | \$ 1.229.527 |
| Subtotal valor Liquidación actualizada al artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 (Base corte 2018) | \$ 16.025.494 |
| Valor 1% Sistema de medición de Filtraciones (Periodo 2019-2020 aceptado en Resolución 1328 del 28 de julio de 2021) | \$ 238.663 |
| Valor adicional ítem adquisición de Terrenos (Periodo 16 de octubre de 2019 a 4 de diciembre de 2020 y año 2021 aceptado en Resolución 1572 del 22 de julio de 2022) | \$ 62.419 |
| Total Liquidación inversión forzosa de no menos del 1% acumulada a 31 de diciembre de 2021 | \$ 62.419 |
| Valor en ejecución del Plan de Inversión a la entrada en vigor del artículo 321 de la Ley 1955 de 2019. | \$ 2.500.699 |
| Valor por ejecutar del Plan de Inversión del 1% | \$ 13.825.877 |

Fuente: Resolución ANLA 02829 del 30 de noviembre de 2022.

Sumado a lo anterior, Enel continúa la gestión para la ejecución de las líneas de inversión asociadas a la adquisición de predios y construcción de PTARD.

En este sentido, se priorizó el proceso de revisión del predio “El Danubio” cuyo estudio de títulos es viable y pasará a aprobación por parte de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM).

De otra parte, el municipio de Garzón recibió aval técnico y financiero por parte de la firma Aguas del Huila al proyecto de PTARD del centro poblado San Antonio del Pescado, y avanza en la realización del plan de saneamiento y manejo del vertimiento como requisito final para la presentación del proyecto a la CAM para aprobación de su ejecución con los recursos del Plan de inversión del 1%.

- Corresponde a la provisión derivada de las obligaciones ambientales asociadas a la construcción de plantas de tratamiento residuales, plan de reducción de olores ofensivos y plan de manejo ambiental para la operación del embalse muña, con el fin de mitigar los impactos ambientales generados para el municipio de Sibaté y su costa. Enel Colombia S.A. E.S.P. plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2038, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 13.05% E.A.
- Corresponde principalmente al cargue de saldos iniciales de Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. proveniente del proceso de fusión por concepto de provisiones ambientales para la construcción y operación del proyecto Parque Solar El Paso en el departamento del Cesar, expedida bajo la Resolución No 0136-14-03-2017 otorgada por la Corporación Autónoma Regional del Cesar - Corpocesar cobijando la etapa preoperativa, constructiva, operativa y post-operativa; las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, vía variante, obras hidráulicas entre otras.

Al 31 de diciembre de 2022, el valor registrado por la provisión ambiental del parque solar El Paso incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 13.34% EA, con un plazo de ejecución estimado de 30 años el cual corresponde a la duración de la licencia. Los conceptos incluidos son: Cumplimiento ambiental (PMA), plan de gestión del riesgo, enriquecimiento vegetal de 63 hectáreas con epífitas y seguimiento (3) años. Res. 0086 de 2018) y plan de Compensación del Parque Solar El Paso (6 años (1 implementando 5 mantenimiento)) (res. 136-2017, PMA - BC-1, BSM-4).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

(4) Al 31 de diciembre de 2022, el valor reconocido como provisión por plan de compensación impuesto por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), corresponde a la obligación ambiental establecida a cargo de Enel Colombia S.A. E.S.P. en la Resolución 2984 del 9 de octubre de 2017, ejecutoriada el 10 de abril de 2018. La obligación consiste en la elaboración y ejecución de un Plan de Compensaciones asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación.

El 13 de julio de 2020, Enel Colombia S.A. E.S.P. fue notificada a través de correo electrónico, de la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca "Por la cual se establece un Plan de Compensación Ambiental y se toman otras determinaciones". Esta resolución impone un Plan de Compensación por un valor de \$96.680.772.

El 28 de julio de 2020 Enel Colombia S.A. E.S.P. interpuso recurso de reposición a la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020 expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca. Posteriormente mediante la Resolución DGEN N° 20217000244 de 16 de junio de 2021, la cual resuelve el recurso y queda en firme la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, se toma la decisión bajo la estrategia jurídica y legal presentar demanda de nulidad y restablecimiento del derecho la cuál fue radicada ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca el pasado 25 de noviembre de 2021.

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que Enel Colombia S.A. E.S.P. demandó la resolución CAR No. 20207100872 de 2020, buscando que la misma sea anulada, hasta tanto no se tenga un pronunciamiento definitivo dentro del proceso judicial, Enel Colombia S.A. E.S.P. debe dar cumplimiento a lo establecido en el mencionado acto administrativo, esto es, desarrollar las acciones contempladas en los programas definidos por la CAR por un valor aproximado de \$96.000.000 cuya ejecución debe ir distribuida en el tiempo de la concesión, hasta el año 2038".

(5) Al 31 de diciembre de 2022, el valor de las pretensiones en las reclamaciones al Grupo por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$16.761.502.854 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$25.694.007 (incluye actualización financiera) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La Administración estima que los resultados de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses del Grupo y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera del Grupo.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones no es posible determinar un calendario razonable con fechas de pago.

Al 31 de diciembre de 2022, el valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

| Procesos | Calificación | No. de Procesos | No de Procesos (cuantía indeterminada) | Valor de la Contingencia | Valor provisión |
|-----------------------------------------------|--------------|-----------------|----------------------------------------|--------------------------|------------------|
| -Distribución - Civil | Posible | 161 | 65 | 568.208.632 | - |
| | Probable | 47 | - | 26.794.682 | 8.314.524 |
| | Remota | 73 | 24 | 13.093.410.992 | - |
| Total distribución - Civil | | 281 | 89 | 13.688.414.306 | 8.314.524 |
| -Distribución-Laboral | Posible | 88 | 14 | 16.980.053 | - |
| | Probable | 43 | - | 10.975.771 | 6.977.635 |
| | Remota | 9 | - | 1.970.869 | - |
| Total distribución-Laboral | | 140 | 14 | 29.926.693 | 6.977.635 |
| Renovables - Laboral | Posible | 1 | - | 14.754 | - |
| | Remota | 3 | 1 | 29.509 | - |
| Total Renovables - Laboral | | 4 | 1 | 44.263 | - |
| Generación-Inundaciones A97 | Posible | 3 | - | 169.370 | - |
| | Probable | 1 | - | 2.953.181 | 800.000 |
| Total generación-Inundaciones A97 | | 4 | - | 3.122.551 | 800.000 |
| Generación-Inundaciones D97 | Posible | 9 | - | 6.197.067 | - |
| Total generación-Inundaciones D97 | | 9 | - | 6.197.067 | - |
| Generación-Laboral | Posible | 30 | - | 2.876.964 | - |
| | Probable | 7 | 5 | 2.874.593 | 1.520.343 |
| | Remota | 3 | - | 7.041.000 | - |
| Total general Total Generación-Laboral | | 40 | 5 | 12.792.557 | 1.520.343 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
 Notas a los Estados Financieros Consolidados
 (En miles de pesos)

| Procesos | Calificación | No. de Procesos | No de Procesos (cuantía indeterminada) | Valor de la Contingencia | Valor provisión |
|-------------------------------|--------------|-----------------|----------------------------------------|--------------------------|-------------------|
| Generación-Otros | Posible | 26 | 15 | 51.103.496 | - |
| | Probable | 2 | - | 149.000 | 15.734 |
| | Remota | 14 | 6 | 2.350.087.387 | - |
| Total Generacion-Otros | | 42 | 21 | 2.401.339.883 | 15.734 |
| Quimbo | Posible | 170 | 25 | 609.738.241 | - |
| | Probable | 1 | - | 5.377.741 | 1.400.000 |
| | Remota | 5 | 1 | 2.946.552 | - |
| Total Quimbo | | 176 | 26 | 618.062.534 | 1.400.000 |
| Renovables-Civil | Remota | 2 | - | 1.603.000 | - |
| Total Renovables-Civil | | 2 | - | 1.603.000 | - |
| Total general | | 698 | 156 | 16.761.502.854 | 19.028.236 |

| Concepto | Valor de la provisión a 2022 |
|--------------------|------------------------------|
| Primas de éxito | 5.036.763 |
| Provisión litigios | 956.450 |
| Sanciones | 3.339.758 |
| VPN | (2.667.200) |
| \$ | 6.665.771 |

- (6) Durante el año 2022 el Grupo adelantó un análisis sobre las opciones de recalificación en el uso de las instalaciones, implementación de nuevas tecnologías tales como el Hidrogeno verde, paneles solares flotantes, uso de biocombustibles, y otras opciones incluyendo el ámbito inmobiliario. Los resultados obtenidos no sustentan las futuras inversiones que favorezcan una recuperación, reutilización, repotenciación y/o retoma operativa para futuros periodos de la Central Cartagena. Por ello y de acuerdo con la Resolución 1420 del 06 de noviembre de 2015 por la cual se ajusta vía seguimiento la Resolución 1809 del 15 de octubre de 2008 en su "Artículo Noveno: Aceptar el plan de cierre y abandono como fue presentado y requerir a la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.) para que revise y ajuste esta ficha, para la fecha en que se dé el periodo de cierre, considerando las condiciones que lleguen a presentarse para esa época.". Con base en lo anterior y considerando que por la antigüedad de la central al 31 de diciembre de 2021 no era requerido la constitución de dicha provisión hasta tanto se determinara el periodo de cierre, al 31 de diciembre de 2022 se ha constituido una provisión de desmantelamiento de la Central por valor de \$138.140.857. El plazo determinado para la ejecución será entre noviembre de 2023 y 2028.
- (7) Corresponde principalmente a la provisión de desmantelamiento de PCBs proveniente del proceso de fusión (ver nota 1.4 Fusión).

Teniendo en cuenta que Colombia con la Ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la Resolución del Ministerio de Medio Ambiente No. 222 del 15 de diciembre de 2011, modificado por la resolución 1741 de 2016, Enel Colombia S.A. E.S.P. reconoció la provisión de disposición de transformadores contaminados con PCB (bifenilos policlorados) a partir del 2012 y posteriormente ha realizado las actualizaciones de la obligación teniendo en cuenta los cambios en las variables financieras y supuestos principales.

Exportación de transformadores contaminados

El 11 de noviembre de 2014, se firmó el contrato con LITO S.A.S. que tenía como objeto realizar el proceso de disposición de los transformadores contaminados con PCBs, previa autorización del permiso de tránsito fronterizo por parte de la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales). Sin embargo, en 2015 la naviera MAERSK se encontró limitada durante el período de autorización a realizar el transporte acordado, teniendo en cuenta la existencia del período de restricciones de transporte exclusivo de alimentos con destino a Europa.

Con el fin de generar eficiencias en costos y en la exportación de los transformadores contaminados el Grupo implementó la tecnología de lavado por ultrasonido para el tratamiento de equipos contaminados con PCBs, la cual fue avalada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible a gran escala como resultado del proyecto piloto adelantado por el Grupo junto con su empresa colaboradora LITO S.A.S. En ese orden, en agosto de 2016 se suscribió el otrosí No. 1 al contrato, mediante el cual se incluyó la actividad de manipulación, embalaje, cargue, transporte, tratamiento y disposición final de equipos eléctricos contaminados con PCBs sin aceite mediante la técnica de lavado con ultrasonido.

El 9 de septiembre de 2016 la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) expidió el permiso para el movimiento transfronterizo de desechos, razón por la cual se realizó la descontaminación de 164 equipos contaminados con PCBs con un peso equivalente a 65 toneladas a través de la nueva tecnología representando un ahorro en el 31% del costo en comparación con la alternativa de exportación tradicional. Así mismo, se realizó la exportación de 23 toneladas mediante la exportación tradicional que por sus características no son susceptibles de ser lavados.

Desde 2017, el Grupo inició el lavado de carcasas, no se realizó exportación en este periodo teniendo en cuenta que el contrato mencionado terminó su vigencia. En diciembre 2016 se realizó la adjudicación a LITO S.A.S. del nuevo contrato para la prestación del servicio de "Manipulación, embalaje, cargue, transporte, tratamiento y disposición final de residuos contaminados con PCBs. Durante 2022 se han realizado dos actividades de lavado de carcasas y una de dechlorinación de aceite.

Marcación y muestreo de inventarios

El 21 de diciembre de 2015 se firmó el contrato 5600014180 con la Empresa Colombia Multiservicios S.A. (en adelante CAM) con una duración de 3 años y cuyo objetivo fue realizar la toma, manipulación, análisis y almacenamiento de las muestras y marcación de equipos en general. El 2 de febrero de 2016 se iniciaron las actividades de marcación y muestreo de equipos en media tensión.

A principios del 2016 se realizó la actualización de los baremos reales posterior a la adjudicación de este contrato generando un impacto aproximado de \$4.419.000.

En el 2021, se firmó un nuevo contrato con la empresa CAM para la ejecución de actividades de levantamiento, marcación y muestreo de equipos con contenido de aceite. En julio de 2021 inició labores en terreno y se adelantaron actividades de identificación por \$748.387.

Al 31 de diciembre de 2022 el saldo de la provisión es de \$16.267.469, el Grupo actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 21,55% E.A. la tasa de descuento más adecuada, se consideran las tasas de interés de los bonos del Gobierno (TES) que tienen plazos de vencimiento similares a los de la obligación.

- (8) Corresponde a provisión de aportes al fondo de electrificación rural, principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A., sobre el cual las plantas de generación en Panamá deben realizar aporte anual del 1% de su utilidad neta antes de impuesto de renta conforme a la Ley No 58 de 2011 y modificada por la Ley No 67 de 2016.
- (9) La variación corresponde principalmente a las provisiones de Codensa S.A. E.S.P. y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. proveniente del proceso de fusión (ver nota 1.4 Fusión).

A partir del 1 de enero de 2020 el Grupo aplica la CINIIF 23, "Incertidumbres sobre el tratamiento de los impuestos sobre las ganancias", la cual se tiene en cuenta para la determinación tanto del Impuesto a la Renta corriente como para el Impuesto a la Renta diferido. Esta interpretación define el "tratamiento impositivo incierto" como la posición adoptada por una entidad sobre la determinación del Impuesto a la Renta, respecto de la cual es probable que la Administración Tributaria no acepte dicha posición, sea que haya sido validada o no en el pasado por la referida Administración.

En aplicación de esta interpretación, el Grupo ha venido adelantando la revisión de los contratos celebrados con entidades del exterior y el cumplimiento de requisitos que se deben tener en consideración.

- (10) Corresponde a los valores comprometidos por el Grupo en el marco del Convenio de Administración, Operación y Mantenimiento del Embalse de Tominé suscrito con el Grupo de Energía de Bogotá en el 2013, con una duración de 10 años.
- (11) En el año 2022 el Grupo reconoció una provisión para el plan de retiro del personal de la Central Cartagena, teniendo en cuenta que se tiene previsto el desmantelamiento de la misma una vez finalizados sus compromisos regulatorios vigentes (Obligaciones de Energía Firme) en Noviembre de 2023.
- (12) El saldo corresponde principalmente a la provisión de Codensa S.A. E.S.P. proveniente del proceso de fusión. (ver nota 1.4 Fusión).

En el año 2020 el Grupo reconoció la provisión Fondo de Transición la cual tiene como objeto la eficiencia de plantilla de personal en línea con el plan de inversión en digitalización y automatización del Grupo Enel a nivel mundial en las diferentes áreas y líneas de negocio del Grupo Enel Colombia. Lo anterior, supone identificar eficiencias para hacer recambio de perfiles y contar con los recursos económicos necesarios como parte de la estrategia mencionada, que apalanque el logro de los objetivos definidos por el Grupo.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2022 la provisión fue actualizada de acuerdo con el cambio de los flujos entre los años 2022 hasta el 2029.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

| | Provisión de reclamaciones legales | Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación | Provisión Incertidumbre Fiscal | Provisiones Ambientales | Provisión Fondo de Transición | Provisión plan de retiro Central Cartagena | Otros | Total |
|-----------------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------------------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------------------|--------------------------------------------|-------------------|--------------------|
| Saldo Inicial a 01 de enero de 2022 | 10.995.153 | 958.961 | 7.520.768 | 291.705.156 | 6.649.942 | - | 10.628.427 | 328.458.407 |
| Saldos Iniciales Fusión | 17.369.210 | 35.064.310 | 11.603.411 | 17.070.394 | 28.318.803 | - | 20.377.041 | 129.803.169 |
| Incremento (Decremento) | 6.101.527 | 138.300.712 | 3.658.878 | (17.343.516) | (12.022.954) | 10.279.834 | (1.336.462) | 127.638.019 |
| Provisión utilizada | (847.046) | (4.842.980) | (206.321) | (14.949.599) | (1.181.936) | - | 4.571.618 | (17.456.264) |
| Actualización efecto financiero | (2.054.850) | 1.119.528 | - | 17.228.073 | (7.586.490) | - | - | 8.706.261 |
| Recuperaciones | (5.869.987) | (2.871.790) | - | - | - | - | - | (8.741.777) |
| Total movimientos en provisiones | 14.698.854 | 166.769.780 | 15.055.968 | 2.005.352 | 7.527.423 | 10.279.834 | 23.612.197 | 239.949.408 |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2022 | 25.694.007 | 167.728.741 | 22.576.736 | 293.710.508 | 14.177.365 | 10.279.834 | 34.240.624 | 568.407.815 |

El Grupo enfrenta litigios catalogados como posibles o eventuales, para los cuales la gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para el Grupo y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

Del 31 de diciembre de 2021 al 31 de diciembre de 2022 los procesos eventuales variaron en \$(1.226.608) principalmente por:

| Grupo Proceso | Tipo proceso | Valor |
|------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| | Acción de controversias contractuales | (2.857.680) |
| | Acción de reparación Directa | (1.178.441) |
| | Acciones de Grupo | (6.860) |
| | Acciones populares | (48.000) |
| | Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia (Ley 1437 de 2011) | (7.570) |
| | Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual | 132.327 |
| | Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero | 21.000 |
| | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | (579.517) |
| | Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010) | (1.230.597) |
| Distribución-Civil | Proceso verbal sumario de acción de protección al consumidor (CGP) | - |
| Total Distribución-Civil | | (5.755.338) |
| Distribución-Laboral | Ejecutivo laboral | 19.600 |
| | Ordinario laboral de primera instancia | 4.360.846 |
| Total Distribución-Laboral | | 4.380.446 |
| Generación-Inundaciones A97 | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | (101.363) |
| Total Generación-Inundaciones A97 | | (101,363) |
| Generación-Inundaciones D97 | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | (34.711) |
| Total Generación-Inundaciones D97 | | (34.711) |
| Generación-Laboral | Ejecutivo laboral | 5.000 |
| | Ordinario laboral de primera instancia | 280.000 |
| Total Generación-Laboral | | 285.000 |
| Generación-Otros | Acciones populares | 11.608 |
| | Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia (Ley 1437 de 2011) | (12.250) |
| Total Generación-Otros | | (642) |
| Total general | | (1.226.608) |

El Grupo cuenta con un litigio fiscal a 31 de diciembre de 2022 calificado como probable el cual se encuentran provisionado por valor de \$956.450, correspondiente a demanda tasa contributiva de estratificación.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

El movimiento de la provisión de reclamaciones legales en el 2022 corresponde principalmente a:

a) Dotaciones:

| Tipo de Proceso | Demandante | Objeto de la demanda | Valor | Fecha |
|-----------------------------|----------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|--------|
| Distribución-Laboral | Leonardo Andrés Alzate Restrepo y otros | Ordinario laboral de primera instancia | 3.850.000 | may-22 |
| Distribución-Civil | Tubotec Sas | Acción de reparación directa | 350.000 | may-22 |
| Generación-Laboral | Jesús Anibal Vasquez | Ordinario laboral de primera instancia | 300.000 | nov-22 |
| Distribución-Laboral | Liliana Rocio Castro Ospina | Ordinario laboral de primera instancia | 250.000 | nov-22 |
| Distribución-Laboral | "Consuelo Rodriguez Hernandez | Ordinario laboral de primera instancia | 160.000 | nov-22 |
| Distribución-Civil | Gabriel Rocha Sarmiento | Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual | 137.000 | abr-22 |
| Distribución-Laboral | Margarita Gonzalez Rojas | Ordinario laboral de primera instancia | 89.909 | jul-22 |
| Distribución-Laboral | Lorenzo Porras Martinez" | Ordinario laboral de primera instancia | 45.000 | nov-22 |
| Distribución-Civil | Laura Tatiana Lopez Orjuela - Vanessa Lopez Orjuela Y Violet Barreto Lopez | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | 44.224 | ago-22 |
| Distribución-Laboral | Fredy Zapata Cubides | Ordinario laboral de primera instancia | 43.702 | nov-22 |
| Distribución-Laboral | Luis Parmenio Lopez Acosta | Ordinario laboral de primera instancia | 40.000 | feb-22 |
| Distribución-Laboral | Jayson Steve Oliveros Ávila | Ordinario laboral de primera instancia | 25.800 | feb-22 |
| Distribución-Civil | Jose Antonio Benavides Guata Y Luz Mary Ladino Cubillos | Acción de reparación directa | 22.912 | jun-22 |
| Distribución-Civil | Jorge Enrique Chacon Quintana | Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero | 21.000 | jun-22 |
| Generación-Otros | Jose Belisario Prada Abril | Acciones populares | 13.008 | jul-22 |
| Distribución-Civil | Victor Hugo Rojas Arias | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | 9.945 | ago-22 |
| Distribución-Laboral | Noel Olaya Satizabal | Ordinario laboral de primera instancia | 7.576 | mar-22 |
| Distribución-Laboral | Jose Nestor Guavita Cubillos | Ordinario laboral de primera instancia | 6.759 | jul-22 |
| Generación-Laboral | Hector Suarez Mesa | Ejecutivo laboral | 5.000 | jul-22 |
| Distribución-Civil | Jose Joaquín Salas Rojas | Acciones populares | 2.000 | jul-22 |
| Generación-Inundaciones A97 | Francisco Albeiro Martínez Narváez | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | 1.000 | jul-22 |
| Distribución-Civil | Superintendencia De Servicios públicos Domiciliarios | Acción de Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia de los tribunales administrativos | 500 | ago-22 |

b) Pagos:

| Tipo de Proceso | Demandante | Objeto De La Demanda | Valor | Fecha |
|----------------------|------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|--------|
| Distribución-Laboral | Jorge Enrique Chacin Quintana Y Otros | Ordinario laboral de primera instancia | (217.604) | nov-22 |
| Distribución-Laboral | Aguas Lastre- Susana Rodriguez | Ejecutivo laboral | (211.342) | feb-22 |
| Generación-Laboral | Jesús Anibal Vasquez | Ordinario laboral de primera instancia | (196.145) | dic-22 |
| Distribución-Laboral | Liliana Rocio Castro Ospina | Ordinario laboral de primera instancia | (180.051) | dic-22 |
| Distribución-Civil | Orjuela Martinez Res | Acción de reparación directa | (83.241) | may-22 |
| Distribución-Laboral | Jayson Steve Oliveros Avila | Ordinario laboral de primera instancia | (59.271) | mar-22 |
| Distribución-Civil | Laura Tatiana Lopez Orjuela | Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual | (57.601) | may-22 |
| Distribución-Civil | María Marleny Arango | Acción de reparación directa | (45.426) | feb-22 |
| Distribución-Civil | Lina Marcela Aguas Ramirez | Acción de reparación directa | (31.533) | ago-22 |
| Distribución-Civil | Gilberto García - Paulo Millán | Acción de reparación directa | (27.256) | feb-22 |
| Distribución-Laboral | Fredy Zapata Cubides | Ordinario laboral de primera instancia | (2.561) | dic-22 |
| Distribución-Civil | Alberto Chaya Pallares | Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero | (1.716) | sep-22 |
| Distribución-Civil | Irma Garcia Ramirez | Acción de reparación directa | (9.085) | feb-22 |
| Distribución-Laboral | Sonia Gualteros | Ejecutivo laboral | (9.000) | oct-22 |
| Distribución-Laboral | Ana Delia Arandia Cárdenas | Ordinario laboral de primera instancia | (4.513) | nov-22 |
| Distribución-Civil | Jorge Isaac Rodelo Menco | Acción de reparación directa | (3.668) | jun-22 |
| Generación-Laboral | Lenandro Antonio Herrera | Ejecutivo laboral | (2.500) | jul-22 |
| Distribución-Laboral | Cecilia Hernandez De Rivera | Ejecutivo laboral | (2.075) | mar-22 |
| Distribución-Laboral | Arturo Montoya, Blanca Paniagua, Carlos Julio Orozco | Ordinario laboral de primera instancia | (125) | sep-22 |
| Distribución-Civil | Victor Julio Sabogal Mora | Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010) | (1.025) | jul-22 |
| Generación-Otros | Helga Adriana Sanabria Knepper Y Otros | Acciones populares | (1.008) | jul-22 |
| Distribución-Civil | Superintendencia De Servicios públicos Domiciliarios | Acción de nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia de los tribunales administrativos | (70) | sep-22 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

c) Recuperaciones:

| Tipo de Proceso | Demandante | Objeto de la Demanda | Valor | Fecha |
|-----------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|--------|
| Distribución-Civil | Cooperativa de Ingeniería Y Servicios Isecoop | Acción de controversias contractuales | 2.916.000 | abr-22 |
| Distribución-Civil | Dalia Mercedes Lasso Y Otros | Acción de reparación directa | 1.037.000 | may-22 |
| Distribución-Civil | Agueda Garzon De Rodriguez | Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010) | 989.000 | oct-22 |
| Distribución-Civil | Mariela Mahecha Y Otros | Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010) | 240.000 | jun-22 |
| Distribución-Civil | Pedro Antonio Virquez | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | 121.046 | jun-22 |
| Distribución-Civil | Edwin Fernando Patarroyo Baquero | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | 117.601 | dic-22 |
| Generación-Inundaciones A97 | Rafael Bernate (89) | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | 98.347 | sep-22 |
| Distribución-Civil | Maria De Jesus Segura | Proceso ejecutivo para el pago de sumas de dinero (CGP) | 71.986 | oct-22 |
| Distribución-Civil | González, Manuel Alfredo Zapata Y Otros | Acciones populares | 50.000 | jun-22 |
| Distribución-Civil | Diana Patricia Quintero Ossorio | Acción de reparación directa | 36.070 | abr-22 |
| Generación-Inundaciones D97 | Pastor Aroca Ibarra | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | 35.420 | may-22 |
| Distribución-Civil | Claudia Yasnid Florez | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | 35.000 | dic-22 |
| Distribución-Laboral | Elizabeth Varon Oviedo | Ordinario laboral de primera instancia | 22.000 | jun-22 |
| Distribución-Civil | Andrea Peña Rodriguez | Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010) | 19.535 | dic-22 |
| Distribución-Civil | Elva Maria Vega | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | 14.000 | may-22 |
| Distribución-Civil | Superintendencia De Servicios Públicos Domiciliarios | Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia (Ley 1437 de 2011) | 7.724 | abr-22 |
| Distribución-Civil | Sildana Vargas Bermejo, | Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010) | 4.088 | oct-22 |
| Generación-Inundaciones A97 | Libardo Chico | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | 4.000 | dic-22 |
| Distribución-Civil | Centro Médico De La Sabana Ph | Acciones de Grupo | 2.088 | dic-22 |
| Distribución-Civil | Edison Rafael Venera Lora | Acciones populares | 2.088 | jun-22 |
| Distribución-Civil | Jorge Enrique Prieto Amortegui | Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual | 1.973 | dic-22 |
| Generación-Inundaciones A97 | Luis Ferney Yara (94) | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | 1.084 | dic-22 |
| Generación-Inundaciones A97 | Alfonso Rodríguez Yara | Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía | 1.000 | jul-22 |
| Distribución-Civil | Superintendencia De Servicios Públicos Domiciliarios | Acción de nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia de los tribunales administrativos | 430 | may-22 |
| Generación-Otros | Helga Adriana Sanabria | Acciones populares | 400 | may-22 |
| Distribución-Laboral | Siervo De Jesús Penagos Piragauta | Ordinario laboral de primera instancia | 172 | jul-22 |
| Distribución-Civil | Leidy Jimena Rubio Figueroa, Renato Rubio Giraldo Y Piedad Jhanneth Figueroa Oroasco. | Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010) | 88 | oct-22 |
| Distribución-Civil | Rosalba Chimbi Martinez, | Acción de reparación directa | 88 | dic-22 |

20. Pasivos por impuestos

Pasivos por impuesto sobre la renta

El pasivo correspondiente a impuestos corrientes se presenta a continuación:

| | AI 31 de diciembre de 2022 | AI 31 de diciembre de 2021 |
|-------------------------------------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Impuesto de renta corriente (1) | \$ 1.790.073.730 | \$ 738.050.937 |
| Pasivos por impuestos corrientes Centroamérica (2) | 21.484.545 | - |
| Impuesto por pagar año anterior | 34.746 | 733.589 |
| Saldo a favor año anterior | (192.496.450) | - |
| Descuentos tributarios y retención en la fuente | (203.927.032) | (15.549.543) |
| Autorretenciones otros conceptos | (329.100.349) | (72.740.661) |
| Autorretenciones de retención en la fuente | (302.831.588) | (114.641.610) |
| Anticipo de renta año | - | (259.202.691) |
| Saldos a favor renta Ene Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. | (4.552.858) | - |
| Total, pasivos por impuestos corrientes | \$ 778.684.744 | \$ 276.650.021 |

(1) Al 31 de diciembre de 2022, el pasivo por impuesto de renta corriente está compuesto por:

| | AI 31 de diciembre de 2022 | AI 31 de diciembre de 2021 |
|------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período | \$ 1.767.589.678 | \$ 737.404.690 |
| Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral | 22.484.052 | 646.247 |
| Total | \$ 1.790.073.730 | \$ 738.050.937 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Al 31 de diciembre 2022 se presenta un impuesto de renta corriente por \$1.373.728.278, el cual se tendrá en cuenta en la presentación de renta el año 2023.

Las declaraciones de renta de los años gravables 2016, 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias, así como la renta para la equidad CREE de 2016. Sin embargo, en opinión de la gerencia, en el evento en que ocurra un proceso de fiscalización, no se esperan diferencias significativas.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa vigente. Para el año gravable 2022 la tarifa es del 35%, por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

(2) Con motivo de la fusión dada el 1 de marzo de 2022, se incluyen los países Guatemala, Panamá y Costa Rica reflejando un pasivo a corte al 31 de diciembre de 2022 por impuesto corriente así:

| | Al 31 de diciembre de 2022 | |
|-------------------------------------------------|---------------------------------------|-------------------|
| Total sociedades Panamá | \$ | 13.039.165 |
| Total sociedades Guatemala | | 6.342.289 |
| Total sociedades Costa Rica | | 2.103.091 |
| Total pasivo por impuesto corriente neto | \$ | 21.484.545 |

Precios de transferencia

• Colombia

Los contribuyentes del impuesto de renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior, están obligados a determinar, para efectos del impuesto sobre la renta, sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad que se hubieran utilizado en operaciones comparables con entidades independientes.

Los deberes formales del año 2021 que se presentan a la DIAN fueron transmitidos en debida forma el 13 de septiembre de 2022. Para el caso de Codensa S.A. E.S.P. y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. se presentaron el 16 de septiembre de 2022 y el 19 de septiembre de 2022, respectivamente.

Las transacciones realizadas durante el 2022 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en 2023 la documentación comprobatoria e informativa por el año 2022 en los términos establecidos por el Gobierno Nacional.

• Panamá

La Ley 33 de 30 de junio de 2010, modificada por la Ley 52 de 28 de agosto de 2012, adicionó el Capítulo IX al Título I del Libro Cuarto del Código Fiscal, denominado Normas de Adecuación a los Tratados o Convenios para evitar la doble tributación internacional, estableciendo el régimen de precios de transferencia aplicable a los contribuyentes que realicen operaciones con partes relacionadas residentes en el extranjero. Estos contribuyentes deben determinar sus ingresos, costos y deducciones para fines fiscales en sus declaraciones de rentas, con base en el precio o monto que habrían acordado partes independientes bajo circunstancias similares en condiciones de libre competencia, utilizando los métodos establecidos en la referida Ley 33. Esta ley establece la obligación de presentar una declaración informativa de operaciones con partes relacionadas (Informe 930) dentro de los seis meses siguientes al cierre del ejercicio fiscal correspondiente, así como de contar, al momento de la presentación del informe, con un estudio de precios de transferencia que soporte lo declarado mediante el informe 930. Este estudio deberá ser entregado a requerimiento de la Dirección General de Ingresos, dentro de un plazo de 45 días contados a partir de la notificación del requerimiento. La no presentación de la declaración informativa dará lugar a la aplicación de una multa equivalente al uno por ciento (1%) del valor total de las operaciones llevadas a cabo con partes relacionadas. Las Compañías al 31 de diciembre de 2021 se encuentran en cumplimiento con este requerimiento.

• **Guatemala**

En 2012, Guatemala adhiere por primera vez las Normas Especiales de Valorización entre Partes Relacionadas en el Capítulo VI, del Título II, de la Ley de Actualización Tributaria, publicadas en el Decreto 10-2012, mismo en el que se especifica la información de cumplimiento en materia de Precios de Transferencia por parte del contribuyente, siendo compuesta por los principios generales de información y documentación, métodos de aplicación y normas de valoración.

Es importante mencionar que aún y cuando Guatemala no es miembro de la OCDE, la Autoridad Tributaria Guatemalteca acepta en términos generales las Directrices de la OCDE de precios de transferencia como referencia técnica especializada, pero no como una fuente suplementaria de interpretación de la ley.

El decreto 10-2012 incluye normas de precios de transferencia, que establece que las operaciones entre entidades guatemaltecas con partes relacionadas en el exterior deben ser ejecutadas bajo el principio de libre competencia.

La Ley establece en el Artículo 65, numeral 1, la obligación del contribuyente de tener, al momento de presentar la Declaración Jurada del ISR, la información y el análisis suficiente para demostrar y justificar la correcta determinación de los precios entre partes relacionadas (estudio de precios de transferencia).

Esta documentación es necesaria para el llenado del anexo sobre operaciones con partes relacionadas, el cual se presentó en conjunto con la Declaración Jurada Anual del ISR el 31 de marzo del 2022.

• **Costa Rica**

De acuerdo con la legislación costarricense de precios de transferencia, de conformidad con lo establecido en la directriz interpretativa 20-03, la Ley N° 7092 - Ley del Impuesto sobre la Renta y el Decreto N.º 41818-H. Así mismo, los requerimientos de la Resolución DGT-R-49-2019, la cual establece los lineamientos para documentar la información del contribuyente local, la empresa debe preparar un estudio de precios de transferencia de las transacciones efectuadas con partes vinculadas residentes en Costa Rica y en el extranjero durante el año 2021.

Se consideran las Directrices de la OCDE publicadas por la OCDE en 1995, desde entonces han sido revisadas y actualizadas periódicamente, siendo la edición publicada en 2017 su más reciente actualización. El principio de libre competencia mencionado en las Directrices de la OCDE requiere que los resultados de una transacción intercompañía sean similares a los montos que hubiesen pactado entidades independientes bajo circunstancias similares o comparables.

En el marco del estudio se desarrolla un análisis de comparabilidad para identificar y caracterizar las operaciones que atañen a este estudio y las entidades involucradas en dichas transacciones. Con base en el análisis funcional, se identifican las funciones desempeñadas, los activos empleados y los riesgos asumidos por la empresa en relación con las transacciones intercompañía bajo revisión. Posteriormente, se identifica el mejor método para documentar las transacciones intercompañía y por último se determina el rango de valor de mercado para las operaciones vinculadas analizadas.

Contrato de estabilidad jurídica

A continuación, se describen los principales aspectos del contrato de estabilidad jurídica celebrado entre la Nación (Ministerio de Minas y Energía) y la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P., perfeccionada el 20 de diciembre de 2010:

Objeto: La compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. se compromete a construir la hidroeléctrica "El Quimbo".

Monto de inversión y Plazos: Las inversiones de la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. relacionadas con el proyecto El Quimbo comprometidas fueron de \$1.922.578.000. En el primer semestre del 2014 se aprobó un incremento en el presupuesto de \$583.184.000, el cual junto con el gasto financiero en el que se ha incurrido y se proyecta incurrir para la financiación del proyecto \$450.712.000, representa un mayor valor de la inversión. De conformidad con lo estipulado en el parágrafo 2 de la cláusula 2 de contrato de estabilidad jurídica, el mayor valor de la inversión implicó pagar, en diciembre 2014, la suma de \$6.299.000, por concepto de ajuste de la prima establecida en el contrato de estabilidad jurídica. En marzo de 2016, se procedió con el pago de un segundo ajuste por \$4.657.000, con ocasión del aumento en el monto de la inversión. A la fecha se está solicitando al Ministerio como se procedería para la liquidación y pago de la prima, con base en la última aprobación de un capex adicional para finalización de las obras de El Quimbo.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Normas claves objeto de Estabilidad Jurídica (con favorabilidad):

- a. Tarifa de renta (33%), exclusión del cálculo de renta presuntiva y deducciones especiales por inversiones en desarrollo científico y por inversiones en medio ambiente, entre otras.
- b. Permite asegurar la estabilidad de la deducción especial por inversión en activos fijos reales productivos (30%), la cual se desmontó partir del 1 de enero de 2011.

Obligaciones de las Partes

a. Obligaciones de la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P.:

- Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.
- Pagar la prima de estabilidad jurídica por \$9.617.000 (consignada el 23 de diciembre de 2010) y ajustarla en el evento en que se realicen aumentos en el monto de la inversión, tal y como se hizo según explicación previa. En diciembre de 2014, la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. pagó \$6.299.000 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión aprobada. En marzo de 2016, la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. pagó \$4.657.000 por concepto de un segundo ajuste de la prima por la mayor inversión realizada.

En el 2017 se realizó una mayor inversión a la establecida en el contrato, razón por la cual actualmente se está estableciendo el monto exacto de incremento en dicha inversión con el fin de proceder a la solicitud de aprobación de reliquidación y pago de la prima ante el Comité de Estabilidad Jurídica.

- Pagar tributos oportunamente.
- Contratar una auditoría independiente encargada de revisar y certificar el cumplimiento de los compromisos adquiridos en el contrato, para este propósito la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. contratará a un tercero especialista para la revisión de compromisos adquiridos.

b. Obligaciones de la Nación:

- Garantizar por 20 años la estabilidad de las normas incluidas en el contrato (con favorabilidad) para el proyecto El Quimbo.

La auditoría del contrato de estabilidad jurídica del 2021 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 31 de marzo de 2022.

21. Otros pasivos no financieros

| | <u>Al 31 de diciembre de 2022</u> | <u>Al 31 de diciembre de 2021</u> |
|----------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Anticipos por venta de energía (1) | \$ 177.215.002 | \$ 108.922.202 |
| Impuestos distintos a la Renta (2) | 118.518.005 | 32.716.290 |
| Ingresos diferidos | 3.818.047 | 3.818.047 |
| Anticipos de clientes por uso de redes | 3.677.484 | - |
| Total | \$ 303.228.538 | \$ 145.456.539 |

(1) La variación del período corresponde a un incremento del anticipo de compras de energía por \$45.414.081, principalmente con Caribe Mar De La Costa S.A.S. E.S.P., Air-E S.A.S. E.S.P., y Americana de Energía S.A.S. y por efecto de la fusión por parte del segmento de distribución \$22.878.719.

(2) Al 31 de diciembre de 2022, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

| | <u>Al 31 de diciembre de 2022</u> | <u>Al 31 de diciembre del 2021</u> |
|------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
| Provisión para pago de impuestos (*) | \$ 40.605.337 | \$ 10.021.073 |
| Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (*) | 77.912.668 | 22.695.217 |
| | \$ 118.518.005 | \$ 32.716.290 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

(*) La variación del período corresponde principalmente al efecto de la fusión de las compañías; respecto a la provisión para pago de impuestos, ésta la compone la provisión de ICA que generó un aumento de \$24.175.949, y con respecto a los impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines se presentó un aumento de \$55.270.303 que lo compone las retenciones en la fuente, retención de ICA e IVA.

En Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. para el año terminado al 31 de diciembre de 2022 los otros pasivos no financieros corrientes están representados por las cuentas por pagar a la DIAN por concepto de retenciones de renta practicadas a terceros, autorretenciones e Impuesto al valor agregado, y por las cuentas por pagar a la Alcaldía de Cartagena por concepto de retenciones de ICA practicadas a terceros.

Para Atlantico Photovoltaic S.A.S. E.S.P. y Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S. se presenta autoretenciones por un valor de \$55.838.

Centroamérica

Guatemala: Corresponde a impuestos por pagar por retenciones efectuadas a proveedores locales por compras y servicios del mes por \$2.322.402.

Costa Rica: Corresponde al registro del IVA por pagar y retenciones en la fuente de pagos al exterior y salarios por \$3.587.790.

Panamá: Corresponde al registro del IVA por pagar por valor de \$350.487.

22. Provisiones por beneficios a los empleados

| | Al 31 de diciembre de 2022 | | Al 31 de diciembre de 2021 | |
|---------------------------------------------------------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|----------------------|
| | Corriente | No Corriente | Corriente | No corriente |
| Prestaciones sociales y aportes de ley (1) | \$ 86.671.716 | \$ 11.557.608 | \$ 31.313.314 | \$ 2.618.132 |
| Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (2) | 32.440.715 | 365.314.784 | 6.749.434 | 73.618.005 |
| Beneficios por planes de retiro | 5.383.396 | - | 1.135.453 | - |
| Otras obligaciones (3) | 1.715.097 | - | 629.406 | - |
| | \$ 126.210.924 | \$ 376.872.392 | \$ 39.827.607 | \$ 76.236.137 |

(1) La variación corresponde principalmente al pasivo reconocido en el proceso de fusión el 1 de marzo de 2022 proveniente de la sociedad Codensa S.A. E.S.P \$34.846.174 y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. \$2.863.729. (ver nota 1.4 Fusión).

Al 31 de diciembre de 2022 corresponde principalmente a bonificaciones \$37.940.264; vacaciones y prima de vacaciones \$11.738.007; así mismo, el Grupo hace aportes periódicos de ley para cesantías y seguridad social integral: salud, riesgos profesionales y pensiones, a los respectivos fondos privados y a Colpensiones que asumen estas obligaciones en su totalidad. Al 31 de diciembre de 2022 los aportes de seguridad social y parafiscales ascienden a \$11.022.404 y cesantías e interés de cesantías por \$25.051.876.

Centroamérica

Panamá: Corresponde al pasivo por obligaciones asociadas al impuesto obrero – patronal por pagar al seguro social; así mismo; se reconocen las provisiones de vacaciones anuales, bonificaciones anuales y obligaciones patronales asociadas al décimo tercer mes por pagar a los trabajadores. Provisión de prima por antigüedad (obligación por ley para pagar este beneficio a los colaboradores cuando finalice la relación laboral) por \$1.819.181; para Enel Fortuna S.A. corresponde a provisiones para vacaciones, bonificaciones y prestaciones laborales.

Costa Rica: Corresponde a las obligaciones de seguridad social con la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS); aportes y contribuciones patronales por pensiones embargos y pensiones.

Guatemala: Corresponde a obligaciones laborales de pensión, salud y otros aportes de ley, de Enel Guatemala S.A. con el Instituto Guatemalteco de Seguridad Social y a pago de obligaciones patronales asociadas a Bono 13 y 14.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

(2) Al 31 de diciembre de 2022 el incremento corresponde principalmente al pasivo actuarial de Codensa S.A E.S.P. que se trasladó en el proceso de fusión el 1 de marzo de 2022. (ver nota 1.4 Fusión).

El Grupo otorga diferentes planes de beneficios definidos; obligaciones post-empleo y beneficios de largo plazo a sus trabajadores activos o jubilados; de acuerdo con el cumplimiento de requisitos previamente definidos, los cuales se refieren a:

Pensiones de jubilación.

El Grupo posee un plan de pensión de beneficios definidos sobre el cual no presenta activos específicos, excepto por los recursos propios originados en el desarrollo de su actividad operacional.

Los planes de pensiones de beneficios establecen el monto de beneficio por pensión que recibirá un empleado a su retiro, el que usualmente depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado consolidado de situación financiera, respecto de los planes de pensiones de beneficios definidos, es el valor presente de la obligación del beneficio definido a la fecha del estado consolidado de situación financiera, junto con los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas. La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados usando las tasas de interés calculada a partir de la curva de rendimiento de los Títulos de Deuda Pública del Gobierno de Colombia (TES) denominados en unidades de valor real (UVR) que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por pensiones hasta su vencimiento.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en las hipótesis actuariales se cargan o abonan al patrimonio neto en el otro resultado integral, en el período en el que surgen.

Al 31 de diciembre de 2022, la base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a:

| Concepto | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|-----------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Pensionados | 1.445 | 309 |
| Edad promedio | 70 | 66,5 |

Otras obligaciones post-empleo

Beneficios a pensionados

El Grupo otorga los siguientes auxilios a sus empleados retirados por pensión: (i) Auxilio educativo, (ii) Auxilio de energía, y (iii) Auxilio de salud de acuerdo con lo establecido en la convención colectiva de trabajo.

El derecho a los beneficios mencionados generalmente se da al empleado independiente de que haya trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente por actuarios independientes calificados.

La base de pensionados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a:

| | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|--------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Auxilio educativo | | |
| Pensionados | 89 | 23 |
| Edad promedio | 19.4 | 21.3 |
| Auxilio energía | | |
| Pensionados | 1.198 | 275 |
| Edad promedio | 70.3 | 69.2 |
| Auxilio salud | | |
| Pensionados | 774 | 73 |
| Edad promedio | 61.8 | 59.1 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Cesantías retroactivas

Las cesantías retroactivas, consideradas como beneficios post-empleo, se liquidan a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen. Esta prestación social se liquida por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado y se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de esta obligación corresponde a:

| Concepto | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|-----------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Empleados | 124 | 80 |
| Edad promedio | 57 | 56 |
| Antigüedad | 30,2 | 28,1 |

Beneficios de largo plazo

El Grupo reconoce a sus empleados activos, beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios, el cual consiste en realizar un pago por cada 5 años de servicio ininterrumpidos a trabajadores cuya fecha de contratación fue realizada antes del 21 de septiembre de 2005 y aquellos trabajadores que se encontraban laborando en la EEC y se devenga a partir del segundo año, de acuerdo con lo definido en la convención colectiva de trabajo.

Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan por actuarios independientes calificados.

A la fecha la base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a:

| Concepto | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|-----------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Empleados | 190 | 91 |
| Edad Promedio | 54,2 | 55 |
| Antigüedad | 26,5 | 26,2 |

Al 31 de diciembre de 2022 se actualizaron hipótesis actuariales financieras por la firma AON Hewitt México, utilizando el siguiente conjunto de hipótesis:

Hipótesis financieras:

| Tipo de tasa | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|-----------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Tasa de descuento | 9,51% | 6,94% |
| Tasa de incremento salarial (personal activo) | 8,49% | 4,95% |
| Tasa de incremento a las pensiones | 7,42% | 3,90% |
| Inflación estimada | 7,42% | 3,90% |
| Inflación servicio médico | 10,00% | 8,00% |

Hipótesis demográficas:

| Base biométrica | |
|------------------------------|---------------------------------------------------------|
| Tasa de mortalidad | Tabla colombiana de mortalidad 2008 (Rentistas válidos) |
| Tasa de mortalidad inválidos | Tabla interna Enel |
| Invalidez total y permanente | EISS |
| Rotación | Tabla interna Enel |
| Retiro | Hombres: 62 Mujeres: 57 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

| | Personal jubilado | | Personal activo | | Otros | Total Plan de beneficios definidos |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|----------------------|------------------------|---------------------|----------------------|------------------------------------|
| | Pensiones (a) | Beneficios | Cesantías retroactivas | Quinquenios | Plan de retiro | |
| Saldo inicial al 01 de enero de 2021 | \$ 74.708.783 | \$ 9.306.140 | \$ 6.636.170 | \$ 3.991.649 | \$ - | \$ 94.642.742 |
| Costo del servicio corriente | - | - | 248.876 | 154.183 | - | 403.059 |
| Costo financiero | 4.157.113 | 515.418 | 371.623 | 215.442 | - | 5.259.596 |
| Contribuciones Pagadas | (5.767.676) | (541.982) | (829.240) | (826.012) | - | (7.964.910) |
| Adquisiciones | - | - | - | - | 1.851.024 | 1.851.024 |
| Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras | (12.232.116) | (1.357.331) | (405.328) | (94.803) | - | (14.089.578) |
| Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia | - | - | (155.669) | 421.175 | - | 265.506 |
| Saldo final 31 de diciembre de 2021 | \$ 60.866.104 | \$ 7.922.245 | \$ 5.866.432 | \$ 3.861.634 | \$ 1.851.024 | \$ 80.367.439 |
| Costo del servicio corriente | - | - | 302.003 | 297.113 | 47.881 | 646.997 |
| Costo financiero | 15.333.227 | 3.876.127 | 574.380 | 515.572 | 346.528 | 20.645.834 |
| Contribuciones Pagadas | (20.474.812) | (4.198.177) | (1.709.949) | (1.835.176) | (3.361.520) | (31.579.634) |
| Adquisiciones | - | - | - | - | 12.021.250 | 12.021.250 |
| Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras | 26.365.475 | (1.005.904) | (1.660.987) | 256.515 | 102.853 | 24.057.952 |
| Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia | 13.738.843 | (254.835) | 3.641.583 | 1.164.066 | - | 18.289.657 |
| Obligaciones por beneficios definidos post-empleo provenientes de Fusión. | 201.956.444 | 60.136.909 | 3.196.908 | 5.112.382 | 2.903.361 | 273.306.004 |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2022 | \$ 297.785.281 | \$ 66.476.365 | \$ 10.210.370 | \$ 9.372.106 | \$ 13.911.378 | \$ 397.755.499 |

(a) Dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 4 del decreto 2131 de 2016 que permite la aplicación de la NIC 19 para la determinación del pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación, requiriendo adicionalmente la revelación del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016 que retoma lo planteado en el Decreto 2783 de 2001. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 el pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación asciende a \$224.665.427 y \$50.754.886, respectivamente. La sensibilidad de las hipótesis actuariales fue realizada por la firma AON Hewitt México, utilizando las siguientes variables:

| Tipo de tasa | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|--------------------|----------------------------|----------------------------|
| Tasa de descuento | 8,97% | 7,53% |
| Interés técnico | 4,80% | 4,80% |
| Inflación estimada | 3,98% | 2,60% |

La variación principalmente corresponde a \$169.311.234 por pasivo reconocido por efecto fusión provenientes de la sociedad Codensa S.A. E.S.P. y \$4.599.308 por movimiento del año, según actualización de hipótesis y pagos realizados.

En el siguiente cuadro se observa el comportamiento en el valor presente de la obligación por cada uno de los beneficios definidos, con relación a la variación porcentual en 100 puntos básicos por encima o por debajo de la tasa de descuento utilizada para el cálculo actual.

Al 31 de diciembre de 2022:

| Cambio en tasa de descuento | Personal jubilado | | Personal activo | | Otros | Plan de beneficios definidos |
|-----------------------------|-------------------|------------|------------------------|-------------|----------------|------------------------------|
| | Pensiones | Beneficios | Cesantías retroactivas | Quinquenios | Plan de retiro | |
| - 100 puntos básicos | 330.242.508 | 71.820.548 | 10.786.991 | 9.641.630 | 14.076.487 | 436.568.164 |
| + 100 puntos básicos | 268.084.547 | 61.493.783 | 9.658.728 | 9.111.272 | 13.749.410 | 362.097.740 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2021:

| Cambio en tasa de descuento | Personal jubilado | | Personal activo | | Otros | Plan de beneficios definidos |
|-----------------------------|-------------------|------------|------------------------|-------------|----------------|------------------------------|
| | Pensiones | Beneficios | Cesantías retroactivas | Quinquenios | Plan de retiro | |
| - 100 puntos básicos | 68.774.777 | 8.708.063 | 6.258.062 | 3.947.660 | 1.876.710 | 89.565.272 |
| + 100 puntos básicos | 55.426.920 | 7.311.834 | 5.507.970 | 3.779.432 | 1.826.264 | 73.852.420 |

(3) **Guatemala:** Corresponde a otras obligaciones asociadas principalmente a obligaciones solidarias; en estas los empleados aportan un porcentaje del salario y las compañías en Guatemala otro porcentaje. Lo anterior con el fin de generar un ahorro, para que en el momento que el empleado termine su relación laboral pueda retirar sus ahorros.

Convención colectiva de trabajo

• Colombia

Convención Colectiva – SINTRAELECOL

La Convención Colectiva suscrita con SINTRAELECOL-EMGESA finalizó su vigencia el 30 de junio de 2018; sin embargo, el sindicato no realizó la denuncia y presentación del pliego de peticiones respectivo por lo que el texto convencional se prorrogó de manera automática y por disposición de ley, por períodos sucesivos de seis (6) meses.

No obstante, lo anterior entre la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. y el Sindicato, decidieron pactar de común acuerdo dos actas de acuerdo una para la vigencia 2021 suscrita el 31 de diciembre de 2020 y una para la vigencia 2022 suscrita el pasado 31 de diciembre de 2021, mediante la cual se determinó el ajuste a ciertos beneficios de la Convención Colectiva de Trabajo, tales como:

1. Aumento de salario básico mensual para el año 2022 (IPC+1.5%) desde enero de 2022.
2. Ajuste del IPC a beneficios económicos del cuerpo normativo a partir de febrero de 2022.
3. Se modifica el auxilio por reconocimiento de la pensión legal de vejez (auxilio de marcha), el cual se incrementará de manera permanente para los trabajadores convencionales, vinculados antes del 1 de enero de 2004, a veinticinco (25) salarios mínimos legales mensuales vigentes.
4. La empresa reconocerá por (1) una sola vez a todos los trabajadores con salario ordinario, afiliados al 15 de diciembre de 2021 a la organización sindical, un bono no salarial por valor de tres millones de pesos.

Convención Colectiva de Trabajo Codensa S.A. E.S.P – SINTRAELECOL

El 12 de noviembre de 2019 se firmó entre la organización sindical Sintraelecol y la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P., una nueva Convención Colectiva de Trabajo con vigencia hasta el día 31 de diciembre de 2022 y con ella se cerró el conflicto colectivo existente entre las partes. Con esta convención se unificaron los textos convencionales de Codensa S.A. E.S.P. siendo aplicable a todos los empleados y al personal proveniente de la extinta Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. (EEC).

A pesar de la fusión, por acta de acuerdo entre Codensa S.A. E.S.P., Emgesa S.A. E.S.P. y SINTRAELECOL las convenciones colectivas continuaran siendo aplicables a los grupos establecidos, hasta tanto se realice la negociación de una convención colectiva unificada, la cual se podrá dar a partir de noviembre de 2022 conforme a lo legalmente establecido.

El 16 de diciembre de 2022, se firmó durante la etapa de arreglo directo, la nueva Convención Colectiva que regulará las relaciones laborales entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y los trabajadores convencionales en los próximos tres años. Los principales puntos del acuerdo que beneficiará al 100% de nuestro personal convencional son los siguientes:

- Se unificaron las convenciones colectivas de Enel-Emgesa y Enel-Codensa a una sola.
- Se aplicarán incrementos salariales así:
 - Año 2023: IPC+2%
 - Año 2024: IPC+3%
 - Año 2025: IPC+4%

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos)

- Se Incrementarán todos los auxilios y beneficios convencionales en IPC, a partir del año 2023.
- Durante los próximos 5 años, se realizará la unificación gradual de beneficios como primas, evaluación de desempeño, bono de energía y auxilio de transporte. Para ello, se tomará como referente los porcentajes o valores más altos.
- Se tendrá un nuevo préstamo de vehículo híbrido o eléctrico, por valor de cuarenta millones de pesos (\$40.000.000) a una tasa del 0% de interés.
- Se unificarán los valores de préstamos de vivienda, de vehículo y de libre inversión. Se tomará el valor del préstamo más alto y el tope será actualizado en los próximos años según el aumento del IPC.
- Se otorgará en enero de 2023, un bono de firma por valor de cuatro millones de pesos (\$4.000.000), para el personal vinculado al sindicado antes del 11 de noviembre de 2022.
- Se aumentará el bono de retiro por mutuo acuerdo por pensión legal de vejez, por valor de 10 SMLMV (Salario Mínimo Legal Vigente) para trabajadores del nuevo convenio. También se aumentará a 30 SMLMV (Salario Mínimo Legal Vigente) para trabajadores de convenio retroactivo y convenio Ley 50.
- Se incrementará el auxilio sindical para la organización sindical.

Convención Colectiva – ASIEB 2016–2019

El 1 de junio de 2016 se firmó Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB –EMGESA. Esta Convención Colectiva aplica a todos los ingenieros trabajadores de la antigua Emesa S.A. E.S.P. afiliados a la Asociación Sindical de Ingenieros al Servicio de las Empresas de Energía – ASIEB que no se beneficien de otro convenio colectivo. La vigencia de la Convención fue establecida del 1 de junio de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019.

Estando dentro del término legal el sindicato presentó la denuncia contra dicha Convención Colectiva y pliego de peticiones el día 30 de diciembre de 2019, razón por la cual se inició la etapa de arreglo directo el 19 de febrero de 2020.

No obstante, una vez adelantadas las reuniones de negociación según el cronograma acordado, el pasado 16 de septiembre de 2020 las partes dieron por finalizada la etapa de arreglo directo sin acuerdo en tanto los intereses y necesidades de cada una son diferentes y como tal sus posiciones se encuentran alejadas, por lo que se solicitó la convocatoria del respectivo Tribunal de Arbitramento ante el Ministerio del Trabajo, órgano que deberá definir el conflicto colectivo con esta organización sindical.

A la fecha ya fue promulgado el Laudo Arbitral por parte del Tribunal de Arbitramento. Contra el mismo tanto Enel Colombia S.A. E.S.P. como el sindicato interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue admitido y está pendiente de ser remitido a la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral para que sea resuelto en última instancia.

En lo que respecta a ASIEB–CODENSA, presentado el pliego de petición por parte de ASIEB a Enel Colombia S.A. E.S.P. el día 30 de diciembre de 2019, se dio inicio conforme a los términos ley a la etapa de arreglo directo, etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes.

Teniendo en cuenta lo anterior, y considerando la imposibilidad de adelantar una huelga por ser un servicio público esencial, se procedió a solicitar la constitución del Tribunal de Arbitramento que ya emitió el correspondiente laudo arbitral. Contra el mismo tanto Enel Colombia S.A. E.S.P. como el sindicato interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue concedido por el Tribunal y está pendiente a la fecha de ser radicado, repartido, admitido y resuelto por la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, decisión con la cual se podrá fin al conflicto existente entre las partes.

Negociación Colectiva – REDES

La organización sindical REDES presentó desde el año 2013 pliego de peticiones ante Codensa S.A. E.S.P. con miras a obtener un acuerdo colectivo que regulara las relaciones con sus afiliados.

En ese momento el proceso no se adelantó con base en conceptos que emitió el Ministerio del Trabajo sobre la unidad de negociación, sin embargo y a pesar de ello, luego de algunas mesas de trabajo se iniciaron las negociaciones, las cuales culminaron sin acuerdo entre las partes.

Con posterioridad a ello, y ante la solicitud de convocatoria del Tribunal de Arbitramento respectivo que pusiera fin al conflicto, se inició un nuevo debate ante el Ministerio del Trabajo sobre la forma de proceder; este trámite finalizó ordenando, por parte del Ministerio del Trabajo, la constitución del Tribunal de Arbitramento, el cual ya profirió laudo arbitral.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Contra el mismo el sindicato interpuso recurso de anulación, el cual fue concedido por el Tribunal, remitiéndose el expediente a la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, quien en la sentencia SL 4089 de 2022, devuelve el laudo arbitral al Tribunal de Arbitramento para que se pronuncie frente a las siguientes peticiones: comité tripartito, indemnización por despido, procedimiento para permisos por calamidad, derecho a la información, extensión de fuero sindical en el tiempo, médico en cada sede de Enel Colombia S.A. E.S.P., capacitación, cultura y recreación, reajuste salarial y salario mínimo; no alunando ni devolviendo las demás disposiciones atacadas del laudo arbitral del 30 de julio de 2021.

• **Centroamérica (Panamá)**

Se tiene Convención Colectiva de Trabajo vigente suscrita entre Enel Fortuna S.A. y el Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá (SITIESPA), con vigencia desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre 2024. Al cierre de diciembre de 2022 cubre a 38 (51.4%) de 74 colaboradores en total en esta entidad legal. A la fecha se encuentra en cumplimiento el 100% del mismo y en armonía laboral.

23. Patrimonio

Capital emitido

El capital autorizado se compone por 286.762.927 acciones, con un valor nominal de \$4.400 por cada acción.

El capital suscrito y pagado, está representado por 148.914.162 acciones ordinarias con valor nominal de \$4.400, distribuidas así:

Composición accionaria al 31 de diciembre de 2022:

| | Acciones Ordinarias | |
|-----------------------------------|----------------------|-----------------------|
| | (%) Participación | Número de Acciones |
| Enel Américas S.A. | 57,34% | 85.394.808 |
| Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P. | 42,52% | 63.311.437 |
| Otros minoritarios | 0,14% | 207.917 |
| | 100,00% | 148.914.162 |

Al 31 de diciembre de 2022, el Grupo tiene 244 acciones propias readquiridas

Primas por fusión

Al 31 de diciembre de 2022, como resultado del perfeccionamiento del proceso de fusión del 1 de marzo de 2022 se ha constituido la prima por fusión así:

| | Capital Emitido | Prima de Emisión | Total Prima por Fusión |
|-----------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Codensa S.A. E.S.P. | \$ 13.487.545 | \$ 190.553.195 | 204.040.741 |
| Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. | 31.263.213 | 2.740.274.676 | 2.771.537.888 |
| ESSA2 S.p.A. | 2.473.245.050 | - | 2.473.245.050 |
| | \$ 2.517.995.808 | \$ 2.930.827.871 | \$ 5.448.823.679 |

La prima por fusión fue aprobada de manera global por la Asamblea de Accionistas de cada una de las sociedades, mediante la aprobación del compromiso de fusión el cual incluyó el estado proyectado de la fusión.

Distribución de Dividendos

Aprobados en el año 2022

La Asamblea General de Accionistas el 29 de marzo de 2022, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2021 por \$2.448.415.934, los cuales pagaron el 50% en mayo de 2022 y el 50% restante se pagó en diciembre de 2022.

Adicionalmente, en la misma Asamblea se aprobó la distribución de utilidades retenidas de los años 2016 al 2020 como pago extraordinario de dividendos por \$1.027.824.051, los cuales se pagaron en el mes de agosto de 2022.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

El 28 de abril de 2022 Enel Fortuna S.A., decreto dividendos a sus accionistas por USD 75.953.780,89, de los cuales, el 49,96% corresponde participaciones no controladas de terceros diferentes al Grupo.

El 23 de agosto de 2022 Colombia ZE S.A.S. pagó dividendos por \$510.718 a Enel Colombia S.A. E.S.P.

Centroamérica

Panamá: El 7 de abril de 2022 se declararon dividendos de Enel Panamá CAM, S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá S.R.L.) hacia sus accionistas así:

| Sociedad | Dividendos 2022 (USD) | Años que genero utilidad |
|-------------------------|-----------------------|--------------------------|
| Enel Green Power S.R.L. | 28.502.423 | 2020 |
| Enel Green Power S.R.L. | 11.698.396 | 2019 |
| Enel Green Power S.R.L. | 10.799.181 | 2018 |
| TOTAL | 51.000.000 | |

| Accionistas | Cuotas de participación | Monto de Dividendo US\$ |
|---------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Enel Colombia S.A. E.S.P. | 3.000 | 50,983,005.66 |
| Enel Americas S.A. | 1 | 16,994.34 |
| TOTAL | | 51.000.000 |

Estos dividendos fueron cancelados a Enel Colombia S.A. E.S.P. el 13 de mayo de 2022.

Guatemala: El 2 de mayo de 2022 se declararon dividendos de Generadora de Occidente Ltda., Generadora Montecristo S.A., Renovables de Guatemala S.A. y Transmisora de Energía Renovable S.A. hacia sus accionistas así:

| Sociedad | Dividendos 2022 (USD) | Años que genero utilidad |
|---------------------------------------|-----------------------|--------------------------|
| Generadora de Occidente Ltda. | 30.900.000 | 2015-2018 |
| Generadora Montecristo S.A. | 1.400.000 | 2014 |
| Renovables de Guatemala S.A. | 6.600.000 | 2014 |
| Transmisora de Energía Renovable S.A. | 600.000 | 2016-2017 |
| TOTAL | 39.500.000 | |

Estos dividendos fueron cancelados a Enel Colombia S.A. E.S.P., el 13 de mayo de 2022.

El 11 de noviembre de 2022 se declararon dividendos de Generadora de Occidente Ltda., Generadora Montecristo S.A., y Transmisora de Energía Renovable S.A. hacia sus accionistas así:

| Sociedad | Dividendos 2022 (USD) | Años que genero utilidad |
|---------------------------------------|-----------------------|--------------------------|
| Generadora de Occidente Ltda. | 9.500.000 | 2015-2019 |
| Generadora Montecristo S.A. | 2.000.000 | 2021 |
| Transmisora de Energía Renovable S.A. | 3.800.000 | 2017-2021 |
| TOTAL | 15.300.000 | |

Estos dividendos fueron cancelados a Enel Colombia S.A. E.S.P., el 18 de noviembre de 2022.

Aprobados en el año 2021

La Asamblea General de Accionistas del 24 de marzo de 2021, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos de Emgesa S.A. E.S.P., con cargo a la utilidad neta de 2020 por \$1.163.554.895, pagados así: El 100% del dividendo preferente y el 50% del dividendo ordinario, en mayo de 2021 y el 50% restante en agosto de 2021. En Asamblea General de Accionistas en su sesión extraordinaria realizada el 27 de julio de 2021, se aprobó la distribución parcial distribución parcial de utilidades retenidas y el pago extraordinario de dividendos por \$615.482.074, los cuales se pagaron en el mes de diciembre de 2021.

La Asamblea General de Accionistas del 24 de marzo de 2021, según Acta No. 76, aprobó con una votación del 99.8815% de las acciones presentes distribuir dividendos ordinarios de Codensa S.A. E.S.P., por \$758.749.358 y dividendos preferenciales por \$7.183.516 con cargo a la utilidad neta del 31 de diciembre de 2020; se pagaron así: El 100% del dividendo preferente y el 50% del dividendo ordinario, el 20 de mayo de 2021; el 50% restante el 16 de diciembre de 2021.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Reservas

| | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|------------------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Otras Reservas | \$ 1.146.230.404 | \$ 178.127 |
| Reserva para depreciación diferida (Art. 130 ET) (2) | 381.958.956 | 215.186.398 |
| Reserva Legal (1) | 354.065.638 | 327.611.157 |
| | \$ 1.882.254.998 | \$ 542.975.682 |

- (1) Al 31 de diciembre de 2022, la variación corresponde al ajuste por homologación de política de valoración de inversiones al método de participación patrimonial.
- (2) En la reforma tributaria establecida por la Ley 1819 de 2016, fue derogado el artículo 130 del estatuto tributario; en consecuencia, las reservas constituidas hasta el 31 de diciembre de 2017 se revertirán en la medida que la depreciación contable se iguale a la depreciación fiscal. Por consiguiente, en la Asamblea del 29 de marzo de 2022 se ordenó liberar \$(23.178.308), de la reserva constituida. Adicionalmente en el proceso de fusión el aumento de \$189.950.866 corresponde a la reserva de Codensa S.A. E.S.P. quedando un saldo por \$381.958.956.
- (3) De acuerdo con la Ley colombiana, el Grupo debe transferir como mínimo el 10% de la utilidad del año a una reserva legal, hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida; sin embargo, puede ser utilizada para absorber pérdidas. Al 31 de diciembre de 2022 el aumento corresponde al traslado de la Reserva Legal de Codensa S.A. E.S.P. de acuerdo con el proceso de fusión el 01 de marzo de 2022 por \$26.454.481.

24. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación

| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| Venta de Energía | \$ 8.662.078.260 | \$ 4.618.091.336 |
| Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1) | 5.671.593.172 | 4.618.091.336 |
| Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2) | 2.829.238.381 | - |
| Suministro servicio Alumbrado Público (3) | 161.246.707 | - |
| Transporte de Energía (4) | 2.472.465.158 | - |
| Servicios Empresariales y de Gobierno (5) | 622.382.464 | - |
| Arrendamientos | 217.739.416 | - |
| Venta de gas | 88.917.322 | 65.205.325 |
| Ventas de certificados | 36.375.925 | 39.168.228 |
| Servicios de muellaje (6) | 290.849 | - |
| Venta de agua desmineralizada | 6.948 | 220.168 |
| Ingresos de actividades ordinarias | 12.100.256.342 | 4.722.685.057 |
| Otros Ingresos de operación | 123.626.589 | 3.996.937 |
| Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación | \$ 12.223.882.931 | \$ 4.726.681.994 |

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2022, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 11.242 Gwh, mercado no regulado a 4.605 Gwh, y bolsa de energía a 2.748 Gwh. Principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP.

Centroamérica

Panamá: Se obtuvo una venta de energía neta por \$677.021.342 principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A. en contratos y en mercado spot, con un precio promedio a diciembre de 2022 de: i) contratos 75.69 USD/Mwh ii) exportación 98.25 USD/Mwh iii) spot 107.90 USD/Mwh.

Guatemala: Se refleja una venta de energía neta por \$315.300.237 correspondiente a 659 GWH, de los cuales un 29% son de ventas al mercado SPOT con un precio promedio de 86,34 USD/Mwh, 10% es de exportaciones producto de un incremento de la energía vendida, principalmente de la compañía Enel Guatemala S.A. y un 6% contratados con distribuidoras.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Costa Rica: ventas de energía neto por \$69.037.624 de la compañía PH Chucás S.A. al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

(2) Al 31 de diciembre de 2022, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 9.108 Gwh, de las cuales corresponden a clientes residenciales 5.322 Gwh, clientes comerciales 2.402 Gwh, clientes industriales 1.086 Gwh y clientes oficiales 298 Gwh.

A continuación, se relacionan los incrementos de la tarifa por componente percibidos durante el 2022:

| | Tarifa Prom Aplicada 2021 | Tarifa Prom Aplicada 2022 | Variación |
|-----------|--------------------------------------|--------------------------------------|------------------|
| Gm | 237,03 | 252,61 | 6.6% |
| Tm | 39,48 | 45,93 | 16.3% |
| Pr | 49,39 | 51,82 | 4.9% |
| D | 178,88 | 207,34 | 15.9% |
| Rm | 26,62 | 35,93 | 35.0% |
| Cv | 56,32 | 60,63 | 7.7% |
| Cu | 587,71 | 654,25 | 11.32% |

Costos de Transmisión: Aumento de 32.2% en el cargo de Transmisión, principalmente por el aumento en el Ingreso Regulado debido a: Comportamiento al alza que presentó el IPP y la TRM a lo largo del año. Otros conceptos que reducen costos de transmisión tales como: pagos por atraso en la entrada en infraestructura y pagos por compensaciones que disminuyeron cerca de 68% y 70%, respectivamente.

Costos de Distribución con ADD: Incremento de 18.44 % en el cargo de distribución con ADD, relacionados principalmente al comportamiento al alza que presentó el IPP a lo largo del año y a la inclusión del mercado de Tolima en la ADD de Oriente a la cual pertenecemos.

Costos de Comercialización: Aumento de 14.23% en comercialización debido principalmente a la variación del IPC, aumento en los costos de garantías para cubrir el pago de los cargos por uso del STR y/o del SDL y al aumento en las demás componentes del Costo Unitario que conllevan a un aumento en el margen de comercialización.

Costos de Restricciones: Disminución de 15.48% en restricciones, entre otros, por la disminución en la generación fuera de mérito.

Costos de Pérdidas: Incremento de 10.74% en pérdidas asociado al incremento de las variables de generación y transmisión.

Costos de Generación: Aumento de 2.2 % en el costo de compras de energía, debido principalmente a una disminución del 8% en la cobertura a través de contratos.

Provisión opción tarifaria

Durante 2020 Enel Colombia S.A. E.S.P. optó por aplicar el mecanismo regulatorio de opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 122 del 18 de junio de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Codensa S.A. E.S.P. contra la resolución CREG 189 de 2019 en la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización. Dado al ajuste retroactivo de la Resolución CREG036/19 y al ajuste retroactivo asociado a los incentivos de calidad del servicio, se presenta durante los meses siguientes a la aprobación de cargos un incremento en el cargo de distribución. A partir de abril de 2022 Enel Colombia S.A. E.S.P. se encuentra aplicando el mecanismo de opción tarifaria. Al 31 de diciembre de 2022 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$351.055.500.

(3) Al 31 de diciembre de 2022 las ventas a los clientes de alumbrado público ascienden a 257 Gwh.

(4) Al 31 de diciembre de 2022 corresponde a facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica de Enel Colombia S.A. E.S.P. por otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local y facturación de sistemas de transmisión regional por \$2.460.073.017

Centroamérica

Al 31 de diciembre de 2022 corresponde al servicio de peaje en la línea de transmisión por \$12.392.141 de la compañía Transmisora de Energía Renovable S.A. en Guatemala.

(5) Al 31 de diciembre de 2022 se presentan ingresos de servicios empresariales y de gobierno por prestación de servicios de ingeniería por \$365.377.001, originados principalmente con Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., por la construcción de los patios en las etapas preoperativas y operativas en concesión, que se tienen con Transporte del Tercer Milenio Transmilenio S.A.; servicios de valor agregado \$162.580.379 y otras prestaciones de servicio \$94.425.084.

(6) Corresponde a la prestación del servicio de muellaje y uso de instalaciones a los clientes Petróleos del Milenio S.A e Impala Terminals Colombia S.A.S. de la compañía Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Desagregado de los ingresos de contratos con clientes

El Grupo obtiene sus ingresos de contratos con clientes, por la transferencia de bienes y/o servicios; estos contratos fueron agrupados en categorías que poseen características similares en los términos y condiciones contractuales, de acuerdo con la solución práctica de la NIIF 15.

En el siguiente cuadro se resumen las categorías, los grupos de contratos dentro de las mismas, las principales obligaciones de desempeño y como se satisfacen estas obligaciones de desempeño:

| | | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|-------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| Ventas de Energía | A lo largo del tiempo | \$ 8.662.078.260 | \$ 4.618.091.336 |
| Transporte de Energía | A lo largo del tiempo | 2.472.465.158 | - |
| Servicios Empresariales y de Gobierno | A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo | 622.382.464 | - |
| Arrendamientos | A lo largo del tiempo | 217.739.416 | - |
| Venta de Gas | A lo largo del tiempo | 88.917.322 | 65.205.325 |
| Venta de certificados | En un punto del tiempo | 36.375.925 | 39.168.228 |
| Servicios de muellaje | A lo largo del tiempo | 290.849 | - |
| Venta de agua desmineralizada | En un punto del tiempo | 6.948 | 220.168 |
| Total ingresos de actividades ordinarias | | \$ 12.100.256.342 | \$ 4.722.685.057 |
| Otros Ingresos de operación | | 123.626.589 | 3.996.937 |
| Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación | | \$ 12.223.882.931 | \$ 4.726.681.994 |

Activos y pasivos contractuales

Activos contractuales

El Grupo no presenta activos contractuales, ya que los bienes y/o servicios suministrados a los clientes que aún no han sido facturados, generan un derecho incondicional a la contraprestación por parte de los clientes, ya que solo se requiere el paso del tiempo en la exigibilidad de los pagos por parte de los clientes, y el Grupo ha satisfecho todas las obligaciones de desempeño.

Pasivos contractuales

El Grupo presenta los pasivos del contrato en el estado de situación financiera consolidado, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes. Los pasivos del contrato reflejan las obligaciones del Grupo, en la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes por los que la entidad ha recibido una contraprestación anticipada.

A continuación, se muestran los pasivos del contrato por Categoría:

| | Al 31 de diciembre de 2022 | Al 31 de diciembre de 2021 |
|-----------------------|----------------------------|----------------------------|
| Cientes Mayorista | \$ 127.677.165 | \$ 88.025.621 |
| Cientes No Regulado | 26.659.118 | 20.896.581 |
| Transporte de energía | 1.643.088 | - |
| | \$ 155.979.371 | \$ 108.922.202 |

Satisfacción de las obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño son satisfechas en la medida que se transfieren bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, es decir en la medida que el cliente obtiene el control de los bienes y servicios transferidos.

Venta de energía clientes no regulados, mayoristas y bolsa

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea, los beneficios proporcionados en la prestación de la energía suministrada por el Grupo.

Venta de gas

Al igual que en la venta de energía, la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo ya que el Grupo tiene derecho al pago en caso de que el contrato sea rescindido por el suministro de gas.

Servicios empresariales y de gobierno

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que son servicios tales como conexión, administración, operación y mantenimiento, que los clientes reciben de manera paralela a la prestación del servicio.

Otros ingresos

Los otros ingresos presentan obligaciones de desempeño, satisfechas a lo largo del tiempo ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, ejemplo de ingresos reconocidos a lo largo del tiempo son: desviaciones del comercializador, respaldo de energía en el mercado secundario principalmente.

Las obligaciones de desempeño, satisfechas en un punto del tiempo son aquellas que no cumplen para que sean satisfechos los requerimientos a lo largo del tiempo. Algunas obligaciones de desempeño satisfechas en un punto del tiempo presentadas en esta categoría corresponden a suministro de bienes.

Juicios significativos en la aplicación de la norma

El Grupo reconoce los ingresos cuando el control de los bienes y/o servicios comprometidos se transfieren a los clientes, y estos tienen la capacidad de dirigir los bienes y/o servicios suministrados, obteniendo los beneficios económicos asociados a los mismos.

En cuanto al calendario de satisfacción de las obligaciones de desempeño, tenemos que, para las obligaciones de desempeño satisfechas a lo largo del tiempo, el método de medición del progreso de la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza por el método del producto, debido a que el Grupo tiene derecho a recibir como contraprestación por parte de los clientes, el valor de los bienes y/o servicios suministrados a los clientes, hasta la fecha de su prestación.

Los precios para la prestación del servicio de energía se establecen con base en la regulación y para otros conceptos de acuerdo con lo pactado contractualmente; el Grupo no ofrece descuentos u otro tipo de beneficios a los clientes que pueda tener contraprestación variable en el suministro de bienes y servicios.

25. Aprovisionamientos y servicios

| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Compras de energía (1) | \$ 2.727.679.797 | \$ 576.499.669 |
| Costos de transporte de energía (2) | 1.251.976.846 | 574.031.933 |
| Otros aprovisionamientos variables y servicios (3) | 609.935.863 | 170.613.726 |
| Impuestos asociados al negocio | 242.335.213 | 131.798.571 |
| Consumo de combustible | 73.399.492 | 38.085.172 |
| Compra y consumo de gas | 64.368.452 | 39.035.377 |
| | \$ 4.969.695.663 | \$ 1.530.064.448 |

(1) Al 31 de diciembre de 2022, las compras de energía ascienden a 15.507 Gwh; de las cuales corresponden a compras realizadas a través de contratos a otros generadores 8.506 Gwh y compras en bolsa 7.001 Gwh.

Se presenta un incremento en el precio promedio en bolsa de energía que asciende a \$207/Kwh al 31 de diciembre de 2022.

Centroamérica

Las compras de energía neto en el mercado de oportunidad para cumplir con los compromisos contractuales en transacciones horarias realizadas ascienden a \$220.744.963, principalmente en las compañías Enel Fortuna S.A. y Enel Guatemala S.A. Las compras de energía presentan un precio promedio de 127.15 UDS/MWh en Panamá y en Guatemala de 78.8 USD/MWh a 31 de diciembre de 2022.

- (2) Al 31 de diciembre de 2022, está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional \$629.741.568 y transmisión regional \$534.538.462.

Centroamérica

Se presentan costos de intermediación de contratos de energía por el uso del sistema de transmisión por \$61.491.503 principalmente en las compañías Enel Fortuna S.A. y Renovables de Guatemala S.A.

- (3) A continuación, se presenta detalle de otros aprovisionamientos variables y servicios:

| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|---------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Construcción obras civiles (a) | \$ 250.858.446 | \$ - |
| Costos de prestación de bienes y servicios a particulares (b) | 166.112.451 | - |
| Costos Asociados a equipos de medida | 56.597.708 | 118.098 |
| Costos de corte y reconexión | 33.400.323 | - |
| Costo CND, CRD, SIC | 24.575.911 | 21.111.602 |
| Mantenimiento alumbrado público y otros | 17.110.523 | - |
| Otros servicios de apoyo a la generación | 15.965.269 | 23.786.716 |
| Restricciones | 12.727.533 | 94.462.243 |
| Mercado Secundario Cargo por Confiabilidad | 10.491.440 | 17.272.730 |
| Tasa de regulación | 7.359.913 | - |
| Contribuciones Entes Reguladores | 6.255.008 | 10.306.169 |
| Comisiones de contratos de energía | 4.694.787 | - |
| Certificados verdes | 3.786.551 | 3.556.168 |
| | \$ 609.935.863 | \$ 170.613.726 |

- (a) Al 31 de diciembre de 2022, corresponde principalmente al diseño, suministro de bienes y servicios y construcción de las obras civiles y eléctricas requeridas para la adecuación de la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme II; así como el suministro de cargadores e-bus derivado del contrato de construcción del patio ubicado lote ubicado en la Cra. 12 136 – 50 sur de la ciudad de Bogotá D.C – localidad de Usme.

- (b) Al 31 de diciembre de 2022, corresponde principalmente a costos variables de nuevas conexiones, costos asociados de negocios de servicios de valor agregado como obras eléctricas, iluminación navideña y suscripciones a revistas, seguros y otros productos.

26. Gastos de personal

| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|-------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Sueldos y salarios (1) | \$ 349.458.170 | \$ 85.163.774 |
| Servicio seguridad y otras cargas sociales | 62.989.264 | 19.313.347 |
| Otros gastos de personal (2) | 28.652.908 | 2.060.232 |
| Gasto por obligación por beneficios post empleo | 1.792.434 | 1.233.891 |
| Total | \$ 442.892.776 | \$ 107.771.244 |

Las variaciones corresponden principalmente al proceso de fusión el 1 de marzo de 2022 (ver nota Fusión1.4).

- (1) Los sueldos y salarios para el 2022 y 2021 se constituyen de los siguientes conceptos:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
 (En miles de pesos)

| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|-----------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Salario | \$ 229.450.045 | 53.574.639 |
| Bonificaciones | 53.702.032 | 12.218.075 |
| Prima de Servicios | 28.158.446 | 5.404.466 |
| Vacaciones | 15.941.769 | 6.874.303 |
| Cesantías | 14.539.751 | 3.737.396 |
| Amortización Beneficios Empleados | 7.666.127 | 3.354.895 |
| Total | \$ 349.458.170 | \$ 85.163.774 |

Se incluyen los gastos de sueldos y salarios de las compañías de Centroamérica; Panamá por \$16.250.570, Guatemala por \$15.464.949 y Costa Rica por \$6.915.695; adicionalmente, de las filiales en Colombia, compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. por \$709.077.

- (2) La variación corresponde principalmente al proceso de fusión el 1 de marzo de 2022 (ver nota 1.4), durante el año se ha reconocido gastos por concepto de beneficios y auxilios por \$16.587.185, procesos laborales \$4.645.342, gastos médicos por \$5.159.968, gastos de recreación \$1.848.075, aportes sindicales \$266.932, beneficios actuariales \$145.406. Lo anterior incluye los otros gastos de personal de Centroamérica; Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S.

27. Otros gastos fijos de operación

| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|--------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1) | \$ 274.587.087 | \$ 53.567.139 |
| Reparaciones y conservación (2) | 136.542.783 | 19.599.840 |
| Otros suministros y servicios (3) | 73.636.418 | 34.968.107 |
| Primas de seguros (4) | 55.789.130 | 29.230.966 |
| Tributos y tasas | 15.261.362 | 2.759.788 |
| Arrendamientos y cánones | 15.141.060 | 2.003.579 |
| Publicidad, propaganda y relaciones públicas | 14.887.914 | - |
| Gastos de transportes y viajes | 13.231.450 | 414.436 |
| Total | \$ 599.077.204 | \$ 142.543.855 |

Las variaciones corresponden principalmente al proceso de fusión por absorción realizado el 1 de marzo de 2022 (ver nota Fusión 1.4).

- (1) A continuación, se presenta el detalle de servicios profesionales independientes, externalizados y otros:

| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Servicios de mantenimiento, desarrollo de software y aplicaciones informáticas (a) | \$ 78.769.428 | \$ 11.822.641 |
| Honorarios (b) | 57.168.877 | 18.944.619 |
| Toma de lectura | 33.439.521 | 5.944.491 |
| Otros contratos de administración y operación (c) | 24.577.299 | 14.681.127 |
| Contratos recuperación de mercado (d) | 21.883.219 | - |
| Servicio de personal temporal | 14.872.117 | - |
| Gastos generales de administración (e) | 14.496.149 | 2.174.261 |
| Servicios de telecomunicaciones | 10.278.997 | - |
| Contratos atención al cliente | 7.574.573 | - |
| Casino y cafetería | 6.275.191 | - |
| Contratos de recaudos | 4.203.139 | - |
| Entrega de facturas | 3.604.785 | - |
| Contratos gestión impagos | 1.349.466 | - |
| Diagnóstico, inspección y mantenimiento de subestaciones, redes e instalaciones eléctricas | 1.063.380 | - |
| Litigios civiles y administrativos (f) | (4.969.054) | - |
| Total | \$ 274.587.087 | \$ 53.567.139 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

- a) Al 31 de diciembre de 2022 corresponde principalmente a la contratación e implementación de servicios asociados con la arquitectura cloud y el mantenimiento a las aplicaciones técnicas y de operación comercial, principalmente Amazon Web Service, Synergia 4J, Génesis y las aplicaciones de los sistemas técnicos y de ciberseguridad.
- b) Al 31 de diciembre de 2022 corresponde principalmente a honorarios de las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., por la construcción de los patios en las etapas preoperativas y operativas en concesión, que se tienen con Transporte del Tercer Milenio Transmilenio S.A. Adicionalmente, en las compañías de Centroamérica los gastos por honorarios ascienden a \$14.730.856.
- c) Corresponde a los costos de los contratos de servicios de administración y operación de las centrales, sedes comerciales, operativas y administrativas.
- d) Se reflejan los costos relacionados con los contratos para la gestión de la cartera y su recuperación.
- e) Durante el año 2022, se presenta un incremento en los gastos generales de administración, debido principalmente a los cargos del segmento de distribución producto del proceso de fusión. (ver nota 1.4 Fusión).
- f) A 31 de diciembre de 2022 se presenta una disminución en los costos de la provisión de litigios y contingencias por fallos a favor en procesos y cambios en la calificación de la contingencia.
- (2) Corresponde a costo de los contratos asociados al mantenimiento de la infraestructura de redes, líneas y cables, subestaciones de energía y plantas de generación del Grupo y los materiales empleados en los mismos.
- (3) Estos costos se presentan principalmente por el registro de los servicios públicos, la ejecución de contratos de vigilancia, costos por la emisión de bonos, pago de contribuciones y suscripciones, entre otros.
- (4) Estos costos corresponden a el valor de las pólizas de seguros de todo riesgo sobre la infraestructura del Grupo a las de responsabilidad civil extracontractual y directivos.

28. Gastos por depreciación, amortización

| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|--------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| Depreciaciones (1) | \$ 716.222.410 | \$ 226.838.869 |
| Amortizaciones (2) | 143.678.064 | 20.480.874 |
| Total | \$ 859.900.474 | \$ 247.319.743 |

- (1) Al 31 de diciembre de 2022 se presenta aumento en la depreciación con respecto al año 2021 principalmente por la inclusión de los activos de las Compañía Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y Codensa S.A., mediante la fusión realizada el 1 de marzo de 2022 (ver nota 1.4 Fusión).

Así mismo; se presenta incremento por la entrada en operación de nuevos activos durante el año 2022 asociados a los negocios de distribución, generación y renovables.

- (2) Corresponde principalmente a la amortización de los servicios de concesión con PH Chucas S.A., concesión de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A y concesión de Enel Fortuna S.A.

29. Pérdidas por deterioro

| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| Deterioro Propiedades, Planta y Equipo (1) | \$ 283.266.920 | \$ - |
| Deterioro Activos Intangibles (2) | 5.825.340 | - |
| Deterioro Inversiones (3) | 47.091.089 | - |
| Deterioro Activos Financieros | 44.523.572 | 4.807.234 |
| Total | \$ 380.706.921 | \$ 4.807.234 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

(1) En 2022 se registró un deterioro de propiedad, planta y equipo asociado con la Central de Generación térmica Cartagena, como consecuencia de los análisis realizados por el Grupo durante el año 2022 para esta central, en línea con la estrategia de transición energética, basada en principios de sostenibilidad y transición justa. Así mismo, las obligaciones de energía en firme (OEF) contempladas en los compromisos regulatorios vigentes, finalizan el 30 de noviembre de 2023.

Como consecuencia de lo anterior, el Grupo reconoció una pérdida por deterioro por \$283.266.920 al 31 de diciembre de 2022, debido a que el valor en libros los activos asociados a esta central excedían su valor recuperable.

| | Valor en Libros | Valor Recuperable | Deterioro |
|-------------------|------------------------|--------------------------|------------------|
| Central Cartagena | 296.048.030 | 12.781.110 | 283.266.920 |

Cabe aclarar que la línea de negocio de generación constituye una sola UGE; sin embargo, dado el indicio de deterioro específico de la Central térmica Cartagena se procedió con la evaluación específica para este activo.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores del deterioro incluyen:

- El valor neto en libros de las propiedades, planta y equipo de la Central Cartagena, al cual se adicionó el valor del desmantelamiento.
- La central tiene como principales clases de activos: Equipos electromecánicos, obras civiles, edificios, terrenos y otras instalaciones fijas.
- Del total de los activos se segregó el valor en libros del terreno, teniendo en cuenta que, ante el cierre y desmantelamiento de la central, es posible realizar la venta del predio, por tanto, no se considera deteriorado.
- Si bien la central no tiene unos flujos independientes dentro de la UGE, se realizó una estimación teórica del valor de uso de la central con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los ingresos por el cargo por confiabilidad que van hasta noviembre de 2023 y los costos identificables dentro de su operación y los planes de negocios aprobados por el Grupo.
- En el cálculo han sido consideradas variables macroeconómicas de largo plazo.
- La tasa de descuento para el cálculo del valor recuperable en términos reales fue determinada como el costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés) y corresponde a un 9.66%.

(2) En 2022 se registró un gasto por deterioro del activo intangible en Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. sobre el intangible correspondiente a la concesión del puerto. El deterioro se genera por la finalización de la operación comercial de su principal cliente la Central Cartagena propiedad de Enel Colombia S.A. E.S.P. a partir de noviembre de 2023, en el marco de la estrategia de transición energética para esta central basada en principios de sostenibilidad y transición justa.

Como consecuencia de lo anterior Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., reconoció una pérdida por deterioro por \$5.825.340 al 31 de diciembre de 2022, debido a que el valor en libros del activo intangible de la concesión excedía su valor recuperable.

| | Valor en Libros | Valor Recuperable | Deterioro |
|-----------------------------|------------------------|--------------------------|------------------|
| Activo Intangible Concesión | 6.379.580 | 554.240 | 5.825.340 |

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores del deterioro incluyen:

- El valor de los activos intangibles asociados con la concesión portuaria.
- La estimación del valor de uso de la compañía, con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados, tomando en consideración los contratos vigentes en la estimación de los ingresos hasta noviembre de 2023.
- En el cálculo han sido consideradas variables macroeconómicas de largo plazo.
- La tasa de descuento para el cálculo del valor recuperable en términos reales fue determinada como el costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés) y corresponde a un 9.66%.

Cabe aclarar que la infraestructura como tal asociada al contrato de concesión como es el muelle fijo construido por Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., no presenta signos de deterioro, salvo el uso normal del mismo, el reconocimiento del deterioro sobre el activo intangible obedece a la operación como tal de la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., en relación con el cierre de la central térmica Cartagena.

- (3) Al 31 de diciembre de 2022, este valor corresponde al deterioro de los activos y pasivos de las compañías Usme ZE S.A.S.; Fontibón ZE S.A.S.; Bogotá ZE S.A.S. y Colombia ZE S.A.S, por el importe recuperable del 80%, según el acuerdo de transacción firmado con AMP, con el cual esta compañía pagará el equivalente al 80% del capital y prima en colocación de acciones de esta sociedad de Colombia ZE S.A.S.

30. Resultados financieros

| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|--------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Ingresos por valoración y liquidación de derivados (1) | \$ 109.105.795 | \$ - |
| Intereses por financiación a clientes (2) | 86.252.799 | 879.150 |
| Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (3) | 82.025.393 | 6.552.403 |
| Intereses de cuentas por cobrar | 19.472.207 | 3.638.967 |
| Intereses por financiación a vinculados (4) | 5.278.220 | - |
| Otros ingresos financieros | 486.000 | - |
| Ingresos financieros | 302.620.414 | 11.070.520 |
| Obligaciones financieras (5) | (614.402.190) | (165.186.596) |
| Otros costos financieros (6) | (76.599.165) | (5.303.484) |
| Gravamen a los movimientos financieros (7) | (42.059.941) | (12.969.360) |
| Gastos financieros leasing (8) | (24.064.155) | (359.381) |
| Obligación por beneficios post empleo (9) | (21.051.024) | (5.164.794) |
| Intereses de mora impuestos (10) | (5.098.774) | 4.356.361 |
| Gastos por valoración y liquidación de derivados (1) | (4.285.486) | - |
| Deterioro de activos financieros (11) | (2.990.348) | - |
| Gastos financieros | (790.551.083) | (184.627.254) |
| Gasto financiero capitalizado (12) | 16.355.805 | 2.327.479 |
| Gastos financieros, netos | (774.195.278) | (182.299.775) |
| Ingreso por diferencia en cambio realizada (13) | 142.781.208 | 37.605.075 |
| Gasto por diferencia en cambio no realizada (13) | (252.544.478) | (42.687.094) |
| Diferencias de cambio, neto | (109.763.270) | (5.082.019) |
| Total resultado financiero neto | \$ (581.338.134) | \$ (176.311.274) |

- (1) Corresponde a las ganancias y pérdidas generadas por el vencimiento de contratos de derivados financieros de trading y CFH para la cobertura de las variaciones en las tasas de cambio de los proyectos en ejecución de renovables, Cosenit, Frontera y pago CERE, así como la Cobertura tasa de Cambio de la deuda en USD medida a valor razonable y los intereses Swap por tasa de interés sobre la deuda.

En la compañía Fontibón ZE S.A.S. se presenta un valor de \$2.875.962 derivado de la negociación de instrumentos financieros de cobertura para las operaciones de compra de las baterías, efecto de las operaciones de Forward -No Delivery en USD de flujo de efectivo que cubren la exposición por tipo de cambio con la entidad Financiera Citibank Colombia S.A.

- (2) La variación corresponde a facturación de intereses por la financiación a los municipios por alumbrado público, servicios de iluminación e infraestructura e intereses de mora.

Para las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., corresponde al reconocimiento de los ingresos financieros bajo CINIIF 12 en su etapa operativa, según lo establecido en el contrato de concesión No 107 de 2021 firmado con Transporte del tercer milenio – Transmilenio S.A.

- (3) Corresponde principalmente a rendimientos financieros de moneda nacional de depósitos e inversiones en diferentes entidades financieras supervisadas y controladas por la Superintendencia Financiera de Colombia. La variación frente al 2021 corresponde principalmente al incremento de las tasas de intervención de política monetaria por parte del banco de la república así:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Iniciando el año 2022 con la tasa de intervención en 3,00% aumentando más del doble ese rango hasta el mes de julio ubicándose en 7.5%, incrementando paulatinamente durante el segundo semestre hasta cerrar en 12%, como consecuencia de esta política monetaria las cuentas remuneradas de la empresa también sufrieron un aumento, adicionalmente se celebraron negociaciones con entidades a tasas superiores que aumentaron los rendimientos.

Para la compañía Colombia ZE S.A.S., se reconocen rendimientos financieros generados por depósitos en cuenta de ahorros Banco GNB Sudameris S.A. por un valor de \$362.043; para Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. se presenta un valor de \$11.242 correspondiente a rendimientos en cuentas de ahorro Banco Itaú S.A y Banco GNB Sudameris S.A.

- (4) La variación corresponde principalmente a los intereses del contrato de mandato con las compañías Fontibón ZE S.A.S. y Usme ZE S.A.S.

Para las compañías Fontibón ZE S.A.S. y Usme ZE S.A.S. corresponde al reconocimiento del valor del dinero en el tiempo por el pago anticipado de los cargadores con Enel Colombia S.A. E.S.P.

Centroamérica

Corresponde principalmente a intereses de préstamos otorgados por Enel Panamá CAM, S.R.L., Jaguito Solar 10MW, S.A., Progreso Solar 20 MW, S.A. y Generadora Solar Austral S.A. para financiar construcción de plantas solares por valor de \$15.923.067; intereses percibidos por crédito de Enel Guatemala S.A. con PH Chucas S.A. y depósito a plazo fijo con Panamá por valor de \$5.002.894.

- (5) La variación corresponde principalmente al aumento en las obligaciones financieras contraídas con Bancolombia S.A. en los meses de abril, julio y noviembre, la recompra de bonos generada en el mes de agosto, así como, el impacto generado por el alza en las tasas de interés de referencia (tasa de intervención) así como el IBR a la que se tiene indexada la deuda bancaria e indicadores como IPC a los cuales se indexan los bonos, producto de la situación geopolítica actual, adicionalmente por los intereses reconocidos por las obligaciones financieras recibidas en el proceso de fusión. (Ver Nota 1.4).

Centroamérica

Corresponde a los intereses en Enel Panamá CAM, S.R.L. de acuerdo con crédito con Enel Finance International S.R.L. (EFI); Para Costa Rica, se reconocen intereses sobre préstamos a PH Chucas S.A., por parte de Enel Finance International S.R.L. (EFI).

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras a 31 de diciembre de 2022:

| Operación | Valor |
|---------------------------------------------------------------|-----------------------|
| Bonos emitidos (Colombia) | \$ 399.989.954 |
| Créditos nacionales y del exterior (Colombia y Centroamérica) | 214.412.236 |
| Total gasto de obligaciones financieras | \$ 614.402.190 |

- (6) La variación corresponde principalmente actualización financiera de los pasivos ambientales por \$18.836.374, la devolución de IVA pagado por la UAESP entre noviembre de 2015 y julio 2016 por \$10.003.441, comisiones por la constitución de garantías bancarias para el desarrollo de los proyectos renovables de los parques solares la Loma y Guayepo y parques eólicos Chemesky, Fundación y Windpeshi por \$9.175.964, provisión de ICA por dividendos por \$5.526.892 , actualización financiera de la provisión TF POR (\$7640.376) y financiación por compra de energía a XM de acuerdo a la resolución de la _CREG 101 029 de 2022_SIC-STN por \$1.237.237; entre otros.

Para las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., los otros gastos financieros corresponden principalmente a los movimientos de comisiones y GMF generados en el periodo.

Centroamérica

En Enel Green Power Costa Rica S.A. corresponde principalmente a conceptos de comisiones de garantías Enel S.p.A. y FEE con el banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. por un valor de \$1.250.775.

- (7) La variación corresponde principalmente al gasto reconocido en el proceso de fusión por GMF del segmento de distribución. (Nota 1.4).

(8) A diciembre 31 de 2022 la variación corresponde principalmente a la activación del contrato de Leasing Edificio Q93 por \$7.061.197, gasto financiero de renovables por \$4.867.605, y distribución por \$4.058.317; y nuevos contratos de BUSEXPRESS S.A. \$587.134.

Para las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. corresponde al pasivo derivado del contrato de arrendamiento firmado entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y Trami Inversiones S.A.S. con el objeto de uso y goce del lote y el inmueble con nomenclatura urbana AC31N°135b-20 (Predio Venecia) ubicado sur de la ciudad de Bogotá D.C – localidad de Fontibón y el predio ubicado en Cra. 12 136 - 50 sur de la ciudad de Bogotá D.C – localidad de Usme.

Centroamérica

Corresponde a la amortización de intereses asociados a arrendamientos así:

Guatemala: Amortización del pasivo por arrendamiento principalmente con el edificio de las oficinas centrales, flotilla de Pick Up y terrenos en los que se desarrollan proyectos de las compañías Generadora de Occidente Ltda., Generadora Montecristo S.A. y Enel Guatemala S.A.

Panamá: Amortización del pasivo por arrendamiento principalmente con terrenos donde se ubican plantas de generación fotovoltaica de las compañías Enel Fortuna S.A., Enel Renovable S.R.L., Generadora Solar Austral S.A. y Progreso Solar S.A.; y en el rubro de edificios las oficinas administrativas en la ciudad de Panamá.

(9) La variación corresponde principalmente al costo financiero de pensiones y cesantías por \$11.896.836 y el costo financiero de beneficios por \$1.661.288.

(10) La variación al 31 de diciembre 2022 corresponde principalmente al reconocimiento de intereses por la contingencia de contratos al exterior por (\$3.457.021) y reconocimiento de intereses de mora por (\$150.423); por otro lado, para el 2021 se presentó un ingreso debido a la actualización de la cuantificación de la sanción e intereses por contratos al exterior por \$6.323.530, reconocimiento de intereses de mora por (\$1.970.012) y autorretenciones por (\$157).

Para la compañía Usme ZE S.A.S. se presenta un valor de \$1.491.330. correspondiente al reconocimiento de intereses de mora.

(11) Gasto reconocido por el deterioro de activos financieros como efectivo y equivalentes, convenios y otros activos, de acuerdo con lo establecido por la NIIF 9 en relación con la pérdida de crédito esperada.

(12) La variación del gasto financiero capitalizable en el 2022 versus 2021 corresponde a:

- Gasto financiero de las garantías bancarias y los intereses generados en los contratos de arrendamiento bajo el alcance de la NIIF 16 de los proyectos renovables, absorbidos mediante el proceso de fusión realizada el 1 de marzo de 2022; así mismo, los proyectos incluidos del negocio de distribución.
- La fluctuación de la tasa nominal anual para capitalización de costos por intereses del año 2022 versus 2021 es del 3,25%.
- Proyectos con gasto financiero capitalizable.

Al 31 de diciembre de 2022

| Central | Proyecto | Valor |
|-------------------------|----------------------------|-------------------|
| Distribución | Subestaciones y redes | \$ 5.743.156 |
| Generación y renovables | Windpeshi | 4.253.949 |
| Generación y renovables | Guayepo | 4.223.481 |
| Generación y renovables | Sedimentación Guavio | 870.287 |
| Generación y renovables | Fundación | 647.538 |
| Generación y renovables | La Loma | 588.259 |
| Generación y renovables | Obras presa Central Quimbo | 29.135 |
| Total \$ | | 16.355.805 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
 (En miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2021

| Central | Proyecto | Valor |
|-----------------|---------------------------------------------------------------------|------------------|
| Térmica | Proyecto Beep Others (mejoramiento ambiental), Life Extension y OCM | \$ 2.317.847 |
| Hidráulica | Obras adicionales presa central Quimbo | 9.632 |
| Total \$ | | 2.327.479 |

(13) Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambio corresponden a:

| | Al 31 de diciembre de 2022 | |
|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| | Ingresos por diferencia en cambio | Gastos por diferencia en cambio |
| Saldos en bancos | \$ 38.083.412 | \$ (72.868.344) |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente | 21.804.409 | 3.310 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto | 5.799.163 | (5.576.474) |
| Otros activos | (3.246.609) | 721.397 |
| Total activos | \$ 62.440.375 | \$ (77.720.111) |
| Otros pasivos financieros corrientes | - | (104.118.750) |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes | 74.900.133 | (60.886.514) |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 5.430.046 | (9.095.849) |
| Otros pasivos | 10.654 | (723.254) |
| Total pasivos | \$ 80.340.833 | \$ (174.824.367) |
| Total diferencia en cambio | \$ 142.781.208 | \$ (252.544.478) |

| | Al 31 de diciembre de 2021 | |
|-------------------------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| | Ingresos por diferencia en cambio | Gastos por diferencia en cambio |
| Saldos en bancos | \$ 38.385.797 | \$ (29.216.810) |
| Otros activos | 135.043 | 379.914 |
| Cuentas comerciales | 88.770 | (9.729.536) |
| Total activos | \$ 38.609.610 | \$ (38.566.432) |
| Cuentas por pagar bienes y servicios | (1.200.751) | (3.054.422) |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 196.216 | (1.066.240) |
| Total pasivos | \$ (1.004.535) | \$ (4.120.662) |
| Total diferencia en cambio | \$ 37.605.075 | \$ (42.687.094) |

31. Resultados sociedades contabilizadas por el método de participación

El detalle del efecto en resultado de las inversiones en asociadas actualizadas por el método de participación patrimonial sobre las que el Grupo tiene inversión directa es el siguiente:

Compañías Colombia:

| Efecto en resultado método participación patrimonial | Ingreso/Gasto | |
|------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
| Ingreso/ Gasto | \$ (1.093.254) | \$ 756.425 |
| Total | \$ (1.093.254) | \$ 756.425 |

Al 31 de diciembre de 2022 corresponde a la inversión en Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento).

32. Resultado en venta y disposición de activos

| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|-------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Resultado en Venta de Activos | \$ (3.442.229) | \$ (1.637.912) |

Al 31 de diciembre de 2022 el Grupo presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$(3.442.229), correspondientes a:

i) Bajas con efecto en pérdida por (\$14.893.014) distribuidas así:

- Plantas de generación por (\$452.798).
- Transformadores de Distribución por (\$13.079.392).
- Siniestros de marzo a diciembre (\$1.163.647).
- Maquinaria y equipos por (\$193.380).
- Edificaciones y terrenos por (\$3.797).

ii) Bajas con efecto en utilidad por \$16.260.874 las cuales obedecen a:

- Venta lotes y bodega Wuaku Wuaku \$16.176.841.
- Venta de embarcaciones (Lanchas) \$84.033.

iii) Las sociedades de Centroamérica tienen un efecto neto por (\$4.810.089) principalmente por:

Guatemala: Pérdida por \$(4.836.284) por baja en equipo auxiliar de Generadora Montecristo; por rehabilitación de la planta; baja del puente regadio en Renovables de Guatemala por rehabilitación de la planta Palo Viejo.

Costa Rica: Ganancia asociada a la venta de mobiliario de oficina por \$26.195.

33. Gasto por impuesto a las ganancias

La provisión reconocida a los resultados del período, para impuestos sobre la renta se descompone así:

| | Año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|----------------------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------------------------|
| Impuesto corriente renta | \$ 1.617.698.485 | \$ 733.078.991 |
| Impuesto de renta años anteriores | (15.528.717) | (13.851.853) |
| Movimiento impuesto diferido | (67.553.370) | 92.840.326 |
| Movimiento impuesto diferido años anteriores | 7.011.987 | 2.306.683 |
| Ajustes Compañías ZE cierre año 2021 | (1.180.173) | - |
| | \$ 1.540.448.212 | \$ 814.374.147 |

El total de gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto calculado de las compañías de Colombia, es de \$1.484.334.368, del 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2022, más el impuesto de las sociedades fusionadas del 1 al 28 de febrero de 2022 en virtud de que la sociedad absorbente adquiere todos los derechos y obligaciones de las sociedades fusionadas. A continuación, el detalle del total de impuesto a las ganancias provisionado por el año gravable 2022:

| | |
|-------------------------------------------------------------------------|-------------------------|
| Gasto por impuesto a las ganancias de Colombia Consolidado | \$ 1.417.700.637 |
| Gasto por impuesto a las ganancias de Codensa de enero a febrero | 79.873.369 |
| Ingreso por impuesto a las ganancias de EGP Colombia de enero a febrero | (13.239.638) |
| | \$ 1.484.334.368 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

A continuación, para las compañías en Colombia, se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al “resultado antes de impuestos” y el gasto registrado equivalente a una tasa efectiva sobre la utilidad a 31 de diciembre de 2022 y 2021 del 32,57% y 29,02%:

| Reconciliación tasa efectiva de impuestos | Año terminado al 31 de diciembre de 2022 | % | Año terminado al 31 de diciembre de 2021 | % |
|-------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|----------------|------------------------------------------|----------------|
| Ganancia de Enel Colombia | \$ 2.859.963.898 | | \$ 1.712.321.401 | |
| Gasto por impuesto a las ganancias de Enel Colombia | 1.395.325.287 | | 814.374.147 | |
| Ganancia antes de impuesto de Enel Colombia | 4.255.289.185 | | \$ 2.526.695.548 | |
| Ganancia de Codensa de enero a febrero | 148.518.309 | | | |
| Gasto por impuesto a las ganancias de Codensa de enero a febrero | 79.873.369 | | | |
| Ganancia antes de impuesto de Codensa de enero a febrero | 228.391.678 | | | |
| Pérdida de EGP Colombia de enero a febrero | (25.300.314) | | | |
| Ingreso por impuesto a las ganancias de EGP Colombia de enero a febrero | (13.239.638) | | | |
| Pérdida antes de impuesto de EGP Colombia de enero a febrero | (38.539.952) | | | |
| Ganancia total (1) | 3.072.475.271 | | | |
| Gasto por impuesto a las ganancias total | 1.484.334.368 | | | |
| Ganancia antes de impuesto total | 4.556.809.639 | | | |
| Tasa legal de impuesto vigente | 35% | | 31% | |
| Impuesto según tasa legal vigente | (1.594.883.374) | -35,00% | (783.275.620) | -31,00% |
| Diferencias permanentes: | | | | |
| Descuento tributario (2) | 164.450.372 | 3,61% | 4.384.375 | 0,17% |
| Método de participación patrimonial (3) | 113.991.746 | 2,50% | - | 0,00% |
| Deducción especial Ley 1715 | 16.665.362 | 0,37% | - | 0,00% |
| Ajuste renta año anterior | 6.805.194 | 0,20% | 11.545.170 | 0,46% |
| Ajuste diferencia de tasas, ajuste diferido años anteriores | 2.768.383 | 0,06% | (45.159.205) | -1,79% |
| Deducción activos fijos reales productivos | 442.033 | 0,01% | 2.882.749 | 0,11% |
| Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional | 390.433 | 0,01% | - | 0,00% |
| Deducción adicional discapacitados | 69.515 | 0,00% | - | 0,00% |
| Intereses presuntos | (14.182) | 0,00% | (1.173) | 0,00% |
| Otras diferencias permanentes | (426.840) | 0,02% | 1.448.837 | 0,06% |
| Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes | (1.654.243) | -0,04% | (2.565.736) | -0,10% |
| Depreciación contable valor depreciación fiscal | (5.241.536) | -0,12% | (2.270.893) | -0,09% |
| Diferido impuesto de industria y comercio | (15.116.148) | -0,33% | 653.287 | 0,03% |
| Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (4) | (21.056.630) | -0,46% | 262.711 | -0,01% |
| Impuestos no deducibles (5) | (40.717.549) | -0,98% | (2.278.649) | -0,09% |
| Dividendos recibidos e ingresos régimen ECE | (110.806.904) | -2,43% | - | 0,00% |
| Total diferencias permanentes | 110.549.006 | 2,43% | (31.098.527) | -1,23% |
| Gasto por impuesto a las ganancias | (1.484.334.368) | -32,57% | (814.374.147) | -32,23% |

El total del gasto por impuesto a las ganancias \$1.484.334.368 está compuesto por el impuesto calculado del Grupo del 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2022, más el impuesto de las sociedades fusionadas del primero de enero al 28 de febrero de 2022 en virtud de que la sociedad absorbente adquiere todos los derechos y obligaciones de las sociedades fusionadas. A continuación, el detalle del total de impuesto a las ganancias provisionado por el año gravable 2022:

| | |
|-------------------------------------------------------------------------|-------------------------|
| Gasto por impuesto a las ganancias de Grupo Enel Colombia | \$ 1.540.448.212 |
| Gasto por impuesto a las ganancias de Codensa de enero a febrero | 79.873.369 |
| Ingreso por impuesto a las ganancias de EGP Colombia de enero a febrero | (13.239.638) |
| Gasto por impuesto a las ganancias filiales CAM y Colombia | (122.747.575) |
| | \$ 1.484.334.368 |

(1) El análisis de reconciliación de la tasa corresponde a las compañías de Colombia que generaron impuesto sobre las ganancias en el año 2022 (Enel Colombia S.A. E.S.P., Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., Colombia ZE S.A.S., Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S.)

(2) Al 31 de diciembre 2022 y 2021, corresponde al reconocimiento de los descuentos tributarios en: Impuesto de Industria y comercio por \$63.370.608 y \$1.620.860, donaciones por \$465.342 y \$274.400, inversión en ciencia y tecnología por \$9.508.092 y \$2.489.116, descuentos por impuestos pagados Centroamérica año 2022 por \$91.106.329.

- (3) Al 31 de diciembre de 2022 el método de participación patrimonial comprende las compañías de Centroamérica (Guatemala, Costa Rica y Panamá) y las compañías colombianas Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., Crédito Fácil Codensa S.A., Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., Bogotá ZE S.A.S. y Colombia ZE S.A.S.
- (4) La variación de 2022 y 2021, corresponde principalmente al reconocimiento de gastos no deducibles del contrato de colaboración con Colpatría "Open Book", gastos no deducibles por contratos con proveedores del exterior sin requisitos fiscales, contingencia por contratos celebrados con entidades del exterior, deterioro inversiones, utilidad en venta de activos, IVA no deducible, así como el efecto de gastos sin relación de causalidad como donaciones, intereses de mora, sanciones, entre otros.
- (5) Corresponde al efecto en el impuesto de renta del impuesto de industria y comercio; y gravamen a los movimientos financieros.

El total de gasto por impuesto a las ganancias de las compañías CAM asciende a \$122.747.574, detallado a continuación:

| | Guatemala | Panamá | Costa Rica (*) |
|-----------------------------|----------------|----------------|----------------|
| Utilidad antes de impuestos | 185.627.473 | 524.687.963 | 10.360.307 |
| Impuesto de renta | (24.278.714) | (98.846.690) | 377.830 |
| Tasa efectiva | -13,08% | -18,84% | 3,65% |

La tasa nominal de Guatemala es el 7% sobre los ingresos y/o del 25% sobre la renta líquida; la tasa nominal de Panamá es del 29% y del 30% aplica para las compañías en las que el gobierno tiene participación; la tasa nominal de Costa Rica es del 25%.

(*) El impuesto de Costa Rica presenta un saldo contrario a diciembre de 2022, a razón de la diferencia del impuesto por 2.618.912 y el impuesto corriente (2.996.742), teniendo en cuenta que Enel Colombia S.A.E.S.P paga impuesto de renta a una tasa del 30%; Enel Colombia S.A.E.S.P y las plantas Don Pedro y Río Volcán tienen cálculo de impuesto diferido y PH Chucas líquida remanente de activo por ISR diferido dada su imposibilidad de generar ganancias fiscales en el futuro.

34. Utilidad por acción

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas del Grupo, entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año. Al 31 de diciembre de 2022, no se tiene acciones comunes adquiridas por el Grupo.

| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios | \$ 2.859.963.898 | \$ 1.712.321.388 |
| Dividendos Preferenciales (1) | - | 9.234.113 |
| Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios ajustado por dividendos preferenciales | 2.859.963.898 | 1.703.087.275 |
| Promedio ponderado de las acciones en circulación | 148.913.918 | 148.914.162 |
| Utilidad por acción básica (*) | \$ 19.205 | \$ 11.437 |

(*) Cifra expresada en pesos colombianos.

- (1) Al 31 de diciembre de 2021, del total de acciones del Grupo Energía Bogotá S.A E.S.P., 20.952.601 acciones correspondían a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial anual de US\$0,11 por acción. Para el año 2022, no se cuenta con acciones sin derecho a voto con dividendo preferencial.

35. Resultado integral

El detalle del otro resultado integral se presenta a continuación:

| | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 | Por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos: | | |
| (Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (2) | 241.892 | (35.329) |
| Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (3) | (40.824.175) | 14.150.443 |
| Conversión método de participación | 801.814.678 | - |
| Efecto Fusión Enel Colombia - (pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (1) | (28.741) | - |
| Efecto Fusión Enel Colombia - Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (1) | (79.996.688) | - |
| Efecto Fusión Enel Colombia – Efecto conversión moneda presentación (1) | 268.764.068 | - |
| Otro resultado del periodo, antes de impuestos | \$ 949.971.034 | \$ 14.115.114 |
| Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos: | | |
| Ganancias (Pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo (4) | 232.471.931 | 4.311.953 |
| Efecto Fusión Enel Colombia - Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo (1) | 171.902.542 | - |
| Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos | \$ 404.374.473 | \$ 4.311.953 |
| Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo | | |
| Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (3) | 8.623.854 | (3.841.325) |
| Efecto Fusión Enel Colombia - Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (1) | 15.281.807 | - |
| Impuesto a las ganancias relativo a dividendos gravados (5) | (151.255.493) | - |
| Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo | \$ (127.349.832) | \$ (3.841.325) |
| Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo | | |
| Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo | (76.489.244) | (1.439.523) |
| Efecto Fusión Enel Colombia - Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo (1) | (51.540.745) | - |
| Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo | (128.029.989) | (1.439.523) |
| Total otro resultado integral | \$ 1.098.965.686 | \$ 13.146.219 |

- La variación al 31 de diciembre de 2022 corresponde a los saldos provenientes del proceso de fusión (ver nota 1.4).
- Al 31 de diciembre de 2022, corresponde a las pérdidas derivadas de la inversión en Derivex S.A. E.S.P como resultado de la valoración por el método de los múltiplos y la actualización de la inversión en subsidiarias resultado de la aplicación del método de participación.
- Corresponde al efecto de las pérdidas actuariales valoradas por la firma AON Hewitt México. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 las pérdidas actuariales con efecto en el patrimonio se presentan a continuación:

| | Al 31 de diciembre de 2022 | | | Al 31 de diciembre de 2021 | |
|----------------------------------------------------------|----------------------------|------------------------|--------------------|----------------------------|------------------------|
| | Pensiones y Beneficios | Cesantías Retroactivas | Renta Temporal | Pensiones y Beneficios | Cesantías Retroactivas |
| Saldo Inicial 01 de diciembre de 2022 | (19.089.179) | (1.348.102) | - | (28.837.301) | (1.909.098) |
| Perdidas actuariales reconocidas en el proceso de fusión | (61.780.204) | (189.259) | (2.745.417) | - | - |
| Pérdida actuarial | (38.843.579) | (1.980.596) | - | (13.589.447) | (560.996) |
| Impuesto Corriente y Diferido | 8.623.854 | - | - | (3.841.325) | - |
| Saldo Final 31 de diciembre de 2022 | (111.089.108) | (3.517.957) | (2.745.417) | (46.268.073) | (2.470.094) |

- Al 31 de diciembre de 2022, corresponde al Mark to Market (MTM) resultado de la valoración de los derivados de cobertura tanto para forward como swap.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

5. Los dividendos de fuente extranjera están sujetos al impuesto sobre la renta en Colombia sobre el cual se tiene derecho a descontar los impuestos pagados en el extranjero de acuerdo a lo señalado en artículo 254 del Estatuto Tributario, para el caso de los dividendos provenientes de Guatemala se ha calculado el impuesto diferido a 31 de diciembre de 2022 por valor de \$100.167.239 que corresponde al gasto neto en Colombia, una vez se decreten dividendos y se descuenten los impuestos indirectos y directos tributados en el país de origen.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2022, se registró un impuesto corriente en ORI por \$51.088.254 correspondiente a los dividendos de Guatemala decretados en los meses de abril y noviembre de 2022.

36. Activos y pasivos en moneda extranjera

Las normas existentes en Colombia permiten la libre negociación de divisas extranjeras a través de los bancos y demás instituciones financieras a tasas libres de cambio. No obstante, la mayoría de las transacciones en moneda extranjera requieren el cumplimiento de ciertos requisitos legales.

Resumen de activos y pasivos denominados en divisas empresas en Colombia:

| | Al 31 de diciembre de 2022 | | |
|---------------------------------------------|----------------------------|---------------------|----------------------|
| | (en EUR) | (en US Dólares) | (En miles de pesos) |
| Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4) | - | 5.948.119 | 28.611.641 |
| Deudores | 4.959.908 | 3.959.072 | 44.506.540 |
| Cuentas por pagar | (1.899.660) | (36.040.056) | (183.112.133) |
| Posición pasiva, neta | 3.060.248 | (26.132.865) | (109.993.952) |

| | Al 31 de diciembre de 2021 | | |
|---------------------------------------------|----------------------------|--------------------|---------------------|
| | (en EUR) | (en US Dólares) | (En miles de pesos) |
| Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4) | - | 2.050.722 | 8.164.253 |
| Deudores | - | 461.585 | 1.837.644 |
| Cuentas por pagar | (1.684.785) | (8.928.559) | (43.173.681) |
| Posición pasiva, neta | (1.684.785) | (6.416.252) | (33.171.784) |

Resumen de activos y pasivos denominados en divisas empresas en Centroamérica:

| | Al 31 de diciembre de 2022 | | | | |
|---------------------------------------------|----------------------------|---------------------|----------------|--------------------|----------------------|
| | (en EUR) | (en US Dólares) | (en Quetzales) | (En Colones) | (En miles de pesos) |
| Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4) | - | 88.599.980 | 40.800 | 404.045.767 | 429.437.224 |
| Deudores | 128.377 | 51.946.883 | - | - | 250.453.523 |
| Cuentas por pagar | (8.658.081) | (204.827.654) | - | - | (1.024.284.762) |
| Posición pasiva, neta | (8.529.704) | (64.280.791) | 40.800 | 404.045.767 | (344.394.015) |

En las compañías en Centroamérica se presentan únicamente los activos por su disponibilidad y los pasivos exigibles que son las cuentas por pagar.

37. Sanciones

En el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2022 el Grupo ha sido notificado de las siguientes sanciones.

Sanciones por incumplimientos regulatorios:

a) El 11 de julio de 2022, mediante la Resolución No. SSPD 20222400660655 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por \$700.000 por considerar que Enel Colombia S.A. E.S.P. incumplió el Código de Medida respecto del cliente Gran Tierra Energy por acumular tres fallas en el sistema de medida en un periodo de un año. Contra la sanción se interpuso el recurso de reposición ante la misma SSPD y se encuentra pendiente la decisión por parte de la entidad.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

- b) El 19 de julio de 2022, mediante la Resolución No. SSPD 20222400666425 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de \$242.459, por considerar que Enel Colombia S.A. E.S.P. incumplió normatividad sobre la medición del consumo durante mayo de 2020 y facturó el servicio de energía eléctrica con base en consumos estimados a 53.339 usuarios, sin haber acreditado que ello no ocurrió como consecuencia de su acción u omisión. Contra la sanción se interpuso el recurso de reposición ante la misma SSPD y se encuentra pendiente la decisión por parte de la entidad.

Sanciones ambientales

- a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra el Grupo por \$2.503.259, por el presunto incumplimiento a la Licencia Ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo (en adelante "PHEQ"). Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho la demanda ya fue admitida.

Se presentaron los alegatos y el proceso se encuentra al despacho desde el 10 de marzo de 2020 para fallo de primera instancia.

- b) La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó al Grupo por \$758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del PHEQ), la sanción fue disminuida a \$492.700.

Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (Acciones judiciales), la CAM contestó la demanda. Posterior a la suspensión del proceso decretada por el Tribunal Administrativo del Huila con ocasión de las medidas de emergencia por el COVID19, en el mes de diciembre de 2020 se llevó a cabo la audiencia inicial y se practicó el testimonio técnico solicitado por Enel Colombia S.A. E.S.P., el pasado 6 de abril de 2022, se dio por finalizada la etapa probatoria, y se corrió traslado para presentar alegatos de conclusión el 27 de abril del presente año.

- c) El 12 de enero de 2018 la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. fue notificada sobre las resoluciones del 4 de diciembre No. 3567, 3568 y 3569 en la cuales se confirman las sanciones impuestas por la CAM en noviembre de 2016 en relación con las resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016 derivados de la falta de permisos de vertimientos de los reasentamientos del PHEQ, de acuerdo con la normatividad ambiental.

Como consecuencia de lo anterior la Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena (CAM) impuso tres (3) sanciones consistentes en una multa por \$50.670 cada una:

Las siguientes son las resoluciones y los hechos por los cuales nos sancionan:

- Resolución No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a Enel Colombia S.A. E.S.P. por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea.

Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, desde el 30 de mayo de 2019, se profirió sentencia de primera instancia el 4 de octubre de 2021 favorable a Enel Colombia S.A. E.S.P. actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM.

- Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de La Galda.

Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho contra la CAM. El 14 de abril de 2021 se dictó sentencia de primera instancia por parte del Juzgado Séptimo Administrativo de Neiva, en la cual se negaron las pretensiones de Enel Colombia S.A. E.S.P. actualmente el proceso se encuentra pendiente del trámite del recurso de Apelación presentado por Enel Colombia S.A. E.S.P. ante el Tribunal Administrativo del Huila.

Centroamérica

Sanción laboral

En la compañía Enel Guatemala S.A. el Ministerio de Trabajo impulso una multa pagada el 24 de marzo de 2022 por presentación extemporánea del informe del empleador, por un monto de US\$1,845.68 según Resolución No. R-VI-0901-0125-2021 notificada el 21 de marzo de 2022. Esta multa está en firme.

38. Otros seguros

El Grupo adicionalmente a los seguros de Propiedad, Planta y Equipo (Ver Nota 14), cuenta con los siguientes:

| Bien/persona asegurada | Riesgos Cubiertos | Valor asegurado <i>Cifras en Miles</i> | Vencimiento | Compañía Aseguradora |
|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|-------------|----------------------|
| Empleados con contrato directo con Enel Colombia S.A. E.S.P. | Muerte, incapacidad total y permanente | Suma asegurada máxima individual \$ 2.000.000 | 31/12/2023 | Seguros Bolívar |
| Consejeros o directivos | Responsabilidad civil de directores y administradores | \$ 19.385.116* | 10/11/2023 | SBS Seguros |

*Cifra de vigencia 2021 a 2022. Póliza que a 31 Dic 2022 está en expedición de renovación.

39. Compromisos y Contingencias

a. Compromisos de compra:

El Grupo al 31 de diciembre de 2022, tiene compromisos por compra de energía (pague lo contratado a precios corrientes), gas natural, fuel oil y carbón así:

| Período | Energía Distribucion | Energía Generación | Gas Natural | Fuel Oil | Carbón | Total |
|-------------------|-----------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|
| 2023-2026 | 5.082.322.082 | 932.278.498 | 200.494.752 | 30.218.825 | 12.199.128 | 6.257.513.286 |
| 2027-2031 | 2.322.793.881 | 51.761.108 | 60.472.519 | | | 2.435.027.508 |
| 2032-2036 | 2.339.212.855 | - | | | | 2.339.212.855 |
| 2037 y siguientes | 304.116.821 | - | | | | 304.116.821 |
| Total | \$ 10.048.445.639 \$ | 984.039.606 \$ | 260.967.271 \$ | 30.218.825 \$ | 12.199.128 \$ | 11.335.870.470 |

El siguiente es el resumen de los compromisos de compra de materiales y servicios:

| Año | Materiales | Servicios | Total |
|--------------|----------------------------|-------------------------|----------------------|
| 2023 | 693.278.030 | 592.623.852 | 1.285.901.882 |
| 2024 – 2025 | 408.741.212 | 535.619.500 | 944.360.712 |
| 2026 – 2027 | - | 23.197.601 | 23.197.601 |
| 2028 – 2029 | - | 3.431.324 | 3.431.324 |
| Total | \$ 1.102.019.242 \$ | 1.154.872.277 \$ | 2.256.891.519 |

Convenio estación elevadora Canoas

El 5 de diciembre de 2011, se firmó el convenio interinstitucional entre la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P. ("EAAB") y el Grupo, con el objetivo de unir esfuerzos para garantizar la construcción de la Estación Elevadora Canoas, mediante aporte económico y de operación que ofrece el Grupo. Cabe destacar la importancia que tiene para los habitantes de la cuenca del río Bogotá el citado convenio, en la medida que contribuye de manera importante en la financiación de mega obras necesarias para el saneamiento del río Bogotá y permite el aprovechamiento del recurso hídrico en el suministro de energía eléctrica garantizando la confiabilidad del sistema para la generación eléctrica; compatibilizando así, el proceso de generación de energía y la optimización de la calidad del agua.

El aporte económico del Grupo para este convenio asciende a \$84.048.000, el valor del desembolso final será el resultado de la indexación simple de los recursos económicos del convenio y serán desembolsados una vez esté construida y en operación la estación elevadora por parte de la EAAB. Está previsto para iniciar su operación asistida en el segundo semestre de 2023.

El convenio tiene una vigencia de 27 años contados a partir de la firma del convenio y hasta que el Grupo conserve la calidad de usuario de las aguas del Río Bogotá en virtud de la concesión de aguas otorgada por la CAR. Este podrá prorrogarse por acuerdo de las partes siempre que subsistan las razones de su celebración.

En noviembre del 2018, la EAAB efectuó el proceso de adjudicación de los diseños y construcción de la estación elevadora que de acuerdo con el cronograma previsto dio inicio en marzo de 2019 con una duración de 44 meses. El Grupo participará en las mesas técnicas a partir del inicio del contrato de ingeniería de detalle y construcción. Una vez esté terminada la construcción de la estación elevadora, instalación y puesta en marcha y se efectúen las pruebas de los equipos, el Grupo recibirá la Estación Elevadora para operarla y mantenerla.

Al 31 de diciembre de 2022 se han realizado las siguientes actividades para una ejecución del 72,34 % del total del contrato:

- Terminación de la ingeniería de detalle de las diferentes especialidades (geotecnia, estructural, hidráulica, eléctrica, mecánica y control) con un avance del 99,7%.
- Avance en ejecución de obras preliminares de 62,77%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 83,42% y del pozo de cribado con avance del 70,35%.
- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control de 61,03%.
- Subestación, red de media tensión y baja tensión 79,3%.
- Se terminaron las pruebas de los equipos principales como transformadores para la subestación eléctrica, motores y bombas de la Estación elevadora. Seguimos en revisión de cronograma de las pruebas FAT de los equipos de cribado, compuertas, tubería de impulsión y de control y protecciones. Adicionalmente, sigue pendiente de la aprobación al diseño de la línea de conexión de 115 kV que energizará la Estación Elevadora de Canoas desde la Subestación Río y sigue pendiente la definición de la fecha de puesta en marcha de la Estación Elevadora.

40. Litigios y arbitrajes

El Grupo enfrenta litigios catalogados como posibles, para los cuales la gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para el Grupo y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

(a) Litigios calificados como eventuales o posibles:

Los principales litigios que tiene el Grupo al 31 de diciembre de 2022 calificados como eventuales son:

a. Proceso Centro Médico de la Sabana PH y otros.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$337.000.000.

Objeto del juicio: Los actores pretenden que el Grupo devuelva lo que supuestamente ha cobrado en exceso por no aplicar beneficio tarifario a dicho grupo de usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión (1), quienes son, además, propietarios de los activos de distribución.

La pretensión y el hecho principal de la demanda se apoyan en que el Grupo se está enriqueciendo ilícitamente pues no aplica ningún beneficio tarifario a los usuarios que pertenecen a este nivel de tensión y que son propietarios de la infraestructura, según lo establecido en la Resolución 082 de 2002, modificada por la Resolución 097 de 2008. El demandante determina la cuantía de este proceso basado en que esta situación se replica en aproximadamente 550 mil usuarios y que a cada uno le corresponde una indemnización.

Estado actual y situación procesal: Se llevó a cabo audiencia de conciliación la cual se declaró fracasada.

El 8 de septiembre de 2017 el despacho accedió a la solicitud de la parte demandante de incluir al grupo de demandantes iniciales a 4 representantes legales de las copropiedades (Edificio Office Class, Centro Comercial Minicentro, Edificio Santa Ana II y Edificio Beatriz), los cuales se integran al grupo no como demandantes directos, sino como grupo afectado por los hechos que constituyen la presunta vulneración, lo que los haría favorecedores de las pretensiones de la demanda, en caso tal de que la sentencia les fuera favorable.

El 2 de agosto de 2019 sale el proceso del despacho, fijando la fecha del 24 de octubre de 2019 para llevar a cabo los testimonios solicitados por las partes y practicar el dictamen pericial que fue solicitado de oficio.

El 21 de agosto de 2019, se requiere al Grupo para que allegue otra documentación, este auto es impugnado porque se está solicitando una relación pormenorizada de los usuarios que sin ser parte de la demanda son propietarios de los activos de nivel tensión así mismo, el Grupo descurre traslado del dictamen pericial decretado de oficio por el Juzgado y allega uno nuevo, para controvertir todos los puntos que son desfavorables para el Grupo.

Al 16 de diciembre de 2021 se practicaron todas las pruebas en 3 audiencias, el apoderado de la parte demandante presentó dos recursos de apelación en contra de los 2 dictámenes de contradicción presentados por el Grupo. Se corrió traslado para alegar de conclusión por 5 días, sin embargo, el Ministerio Público a través de la Procuradora Karime Chavez Niño, solicitó la suspensión de ese término, para que se tuviera en cuenta un recurso que la parte demandante presentó de forma extemporánea, razón por la cual Codensa presentó la respectiva oposición.

Al 28 de marzo de 2022: El Tribunal Administrativo de Cundinamarca, resolvió a favor del Grupo las apelaciones presentadas por el apoderado de la parte accionante, en lo referente a la nulidad de los dictámenes periciales presentados por el Grupo, para controvertir los dictámenes practicados durante el proceso.

24 de marzo de 2022: La parte demandante y el Grupo, así como el Ministerio Público presentan alegatos de conclusión.

El 31 de mayo de 2022 el proceso entra al Despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2022, estamos a la espera de que se profiera sentencia de primera instancia.

b. Proceso Asociación de Propietarios del Centro Urbano Antonio Nariño.

Fecha de inicio: 2009.

Pretensión: \$15.000.000.

Objeto del juicio: La Asociación demanda la reivindicación de un predio enclavado dentro de sus instalaciones en donde funcionaba una subestación de energía del Grupo. Se presenta contrademanda reclamando la prescripción del predio o de la servidumbre.

Estado actual y situación procesal: Desde febrero de 2019 se inició la logística de envío de las notificaciones a los demandados en reconvenición, los cuales son la totalidad de copropietarios de los inmuebles que conforman la copropiedad.

Los envíos se empezaron a realizar desde el viernes 29 de marzo de 2019, a través de envíos sucesivos hasta completar los casi 800 envíos que se deben realizar. No obstante, el 22 de abril de 2019 el Juez resuelve decretar el desistimiento tácito de la demanda de pertenencia (en reconvenición) que había interpuesto el Grupo. Lo anterior en la medida que no se logró cumplir con la exigencia dada por el despacho, consistente en notificar al extremo pasivo de forma íntegra dentro de los 30 días que se había otorgado para ello, de conformidad con lo previsto por el artículo 317 del CGP.

Contra esta decisión el Grupo radicó recurso de apelación que se resolvió desfavorablemente ante el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá. El proceso continuo respecto a la demanda reivindicatoria. Se radicó acción de tutela al entenderse que esta carga procesal es imposible de cumplir y viola el derecho de defensa del Grupo, tutela que igualmente fue desfavorable para el Grupo.

Recientemente, y ante una decisión de la Corte Suprema de Justicia, que señalaba que en los procesos donde fueran demandadas las propiedades horizontales no se requería la vinculación procesal de todos los copropietarios, el Grupo puso de presente dicha decisión al Juez 49 Civil Circuito a fin de que efectuara una declaratoria oficiosa de ilegalidad del Auto que había declarado el desistimiento del Grupo por la no vinculación oportuna de los 1700 copropietarios del Centro Urbano Antonio Nariño. Ante la anterior solicitud el Juez estimó que, si bien era acertado señalar cuál era el nuevo criterio adoptado por la Corte Suprema de Justicia, también era cierto que al momento en que se declaró el desistimiento tácito el criterio jurisprudencial era otro, y por tanto el Auto que declaró el desistimiento tácito no se fundaba en ilegalidad alguna. Por tanto, se denegó la solicitud de declaratoria de ilegalidad pretendida.

Al 31 de diciembre de 2022, el proceso continúa su curso frente a la demanda reivindicatoria interpuesta por ASOCUAN. A la fecha está por resolverse un recurso que interpuso el extremo demandante frente a una orden de vinculación procesal que profirió el Juez, donde ordenó que se vinculara a los copropietarios de la Propiedad Horizontal para que se integrara la litis.

c. Litigio de Alumbrado Público con la UAESP.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$113.082.000.

Objeto del juicio: Nulidad y restablecimiento del derecho contra Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (en adelante "UAESP") por la reliquidación del alumbrado público de Bogotá D.C. de los años 1998 a 2004 y su correspondiente cobro ejecutivo.

Estado actual y situación procesal: A continuación, se describen los principales hechos de este litigio y los hechos ocurridos:

El 20 de abril de 1997 se suscribió entre el Distrito y la GEB (Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.) un convenio interadministrativo que le garantiza a la ciudad el suministro de energía con destino al alumbrado público, convenio que fue cedido al Grupo el 23 de octubre de 1997; en ese mismo año la CREG a través de la Resolución No 99/97, modificó la tarifa del servicio de energía domiciliario excluyendo expresamente el alumbrado público, ante lo cual el Grupo presentó al Distrito por los años 1998 y 1999 unas facturas en donde la Empresa hacía un cálculo propio y unilateral del valor de la energía que suministraba. El Distrito discutió la tarifa del Grupo, pero canceló lo que consideraba que era el precio justo. El 25 de enero de 2002, las partes establecieron una metodología aplicable para el futuro y determinaron elaborar un inventario georeferenciado cuyo resultado se compara con el censo existente, para que, en el evento que existieran diferencias, se reliquidarán los costos y la remuneración respecto de los períodos a que hubiere lugar. El inventario georeferenciado (elaborado entre los años 2000 y 2003) arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que el Grupo le cobró al Distrito, ante lo cual se le reclama al Grupo efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004.

Como consecuencia de una acción popular que curso en el Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá, el 9 de noviembre de 2009, se dictó sentencia de primera instancia en la cual se ordenó a la UAESP y al Grupo que en plazo de dos meses desde la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados con el DTF (Fórmula de actualización de sumas) más intereses. De no llegarse a un acuerdo, la misma UAESP deberá realizar dentro dos meses una liquidación para ponerla a consideración al Grupo, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y en caso de no pago, proceder a ejecutar la sentencia. La sentencia de segunda instancia confirmó lo declarado y actualmente se encuentra firme, no procediendo otros recursos.

El 26 de agosto de 2014 la UAESP y el Grupo suscribieron un acuerdo en el que llegaron a una liquidación concertada en donde el Grupo asumía el 50% equivalente a \$14.432.754. Este acuerdo, además del Grupo, debía ser autorizado por el director de la UAESP y ratificado por el Juez Administrativo N°10 de Bogotá (que conoció en 1ª instancia el proceso).

El 1 de junio de 2017, el Juez 10 Administrativo del Circuito de Bogotá se negó a considerar el acuerdo mencionado teniendo en cuenta que no fue celebrado dentro de los dos meses siguientes a la ejecutoria del fallo del 29 de septiembre de 2011 que vencían el 2 de febrero de 2012; ordenando a la UAESP realizar la liquidación unilateral. Sin embargo, teniendo en cuenta que el Juez no emitió pronunciamiento de aprobación o de rechazo del acuerdo, el mismo continúa siendo oponible entre las partes.

El 31 de agosto de 2017, en cumplimiento de lo ordenado por el Juez Administrativo, la UAESP expidió la resolución 412 de 2017 mediante la cual realizó la reliquidación de la facturación por el alumbrado público objeto del proceso por un importe de \$141.016.977, como consecuencia de lo anterior el Grupo presentó recurso de reposición.

El 29 de diciembre de 2017, el Grupo fue notificado de la resolución 730 de 2017 proferida el 18 de diciembre por parte de la UAESP mediante la cual resolvió el recurso de reposición presentado por el Grupo, confirmando la decisión impugnada y reconsideró el cálculo de la reliquidación notificada en agosto tomando como base de actualización la DTF de acuerdo con lo ordenado por el Juez en la sentencia de septiembre de 2009, en ese orden la nueva pretensión de la UAESP asciende a \$113.082.893.

El 25 de enero de 2018, la UAESP requirió al Grupo, frente a esta situación, el Grupo ofreció a la UAESP el pago del monto que considera justo de \$14.432.754 que al 28 de febrero y conforme a la actualización acordada ascendía a \$23.633.336. Suma que podría ser cruzada con tres facturas que por concepto de alumbrado público cancele la UAESP a partir de la fecha. Ante el silencio de la UAESP se radicó el 16 de marzo de 2018 una solicitud de mesa de trabajo para llegar a un acuerdo dado que la UAESP inicio cobro persuasivo. Sin embargo, el 22 de marzo de 2018 la UAESP comunicó la decisión de librar mandamiento de pago en contra del Grupo por las sumas de dinero contenidas en la Resolución.

El 22 de marzo de 2018 la UAESP informó que se había librado mandamiento de pago contra el Grupo al haberse iniciado el cobro coactivo. Una vez contestado el cobro coactivo y resueltas en forma negativa las excepciones del Grupo, se procedió a informar a la UAESP la admisión de la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca, ante lo cual la UAESP mediante auto de fecha 6 de septiembre procedió a suspender el proceso de cobro coactivo.

Ante la imposibilidad de llegar a un acuerdo con la UAESP respecto a las cuantías de los actos administrativos, Resoluciones No. 412 del 2 de agosto de 2017 y 730 del 18 de diciembre de 2017; El 25 de julio de 2018 el Grupo procedió a radicar ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Esta demanda fue admitida el 21 de agosto de 2018.

El 28 de septiembre de 2018, el Grupo pagó a la UAESP la suma de \$24.471.044, que corresponden al monto que en su oportunidad se pactó en el acuerdo suscrito por las partes en el año 2014, actualizado con una tasa igual al DTF desde la fecha en que se produjo la diferencia hasta la fecha real en que se realiza el pago. El valor restante de la reliquidación unilateral constituye el objeto de la demanda contra la UAESP.

El 21 de agosto de 2019, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca falla el proceso negando las pretensiones de la demanda, restando valor al acuerdo celebrado en el 2014 por considerarlo extemporáneo.

El Grupo presenta recurso de apelación por cuanto: i) el Tribunal desconoció que la transacción celebrada por las partes el 26 de junio de 2014 es plenamente válida y, por lo tanto, la UAESP estaba obligada a incorporarla en la liquidación parcial y unilateral del convenio interadministrativo. (Ley 80 de 1993 artículo 60). ii) El Tribunal desconoció la existencia y validez de la transacción contenida en el acuerdo de reliquidación suscrito por las partes el 26 de junio de 2014 y, por consiguiente, su efecto de cosa juzgada (art. 2483 Código Civil). iii) El Tribunal desconoció el principio de buena fe (art. 83 Constitución Política) y la prohibición de ir en contra de los actos propios (venire contra fatum proprium non valet). iv) El Tribunal desconoció que la administración no puede obtener ningún beneficio de su propio incumplimiento. La mora no es imputable al Grupo, por cuanto la obligación de reliquidar de manera unilateral (2 meses) era solamente para la UAESP y esto ocurre pasados 24 meses por lo que el retardo es atribuible a la UAESP.

El recurso de apelación fue admitido ante el Consejo de Estado y atendiendo a la congestión que actualmente tiene la administración de justicia, el Grupo considera poder tener fallo no antes de cinco años.

Por su parte, en el marco del proceso de cobro coactivo se presentó póliza de caución en los términos del art. 837-1 del Estatuto Tributario, a efectos de impedir la materialización de órdenes de embargo en contra el Grupo.

La contingencia se califica como posible o eventual, dado que las afirmaciones del Tribunal son controvertibles a nuestro favor ante el Consejo de Estado, y en atención al fallo en contra del Grupo, el porcentaje no supera el 50%.

Al 31 de diciembre de 2022, el proceso continúa al despacho para fallo de segunda instancia.

d. Acción Popular de Comepez – Medida cautelar de suspensión de llenado de Embalse Quimbo.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Objeto del juicio: El día 9 de febrero de 2015 se informó al Grupo de la medida cautelar decretada por el Tribunal Administrativo del Huila, con ocasión de la Acción Popular promovida por el grupo Comepez S.A. y Otros en procura de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, como prevención al peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania. En virtud de esta medida provisional de urgencia adoptada por el Tribunal, se ordenó al Grupo que no iniciará la actividad de llenado del embalse El Quimbo, hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río y otras obligaciones.

Estado actual y situación procesal: El 13 de febrero de 2015 se notificó al Grupo la admisión de la acción y de la medida cautelar y con fecha 18 de febrero de 2015 se radicó ante el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila, recurso de reposición y en subsidio de apelación, contra el auto que concedió la medida cautelar. Este recurso fue negado lo cual dio lugar a la presentación de una acción de tutela.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

El día 8 de enero de 2016 el Grupo fue notificado del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó a Enel Colombia S.A. E.S.P (antes Emgesa S.A. E.S.P) de manera inmediata la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decida de fondo sobre el levantamiento o no de la medida cautelar decretada.

Luego de surtida la fase probatoria, el 18 de diciembre de 2020 se profirió fallo desfavorable ordenando lo siguiente:

a) Diseñar un proyecto de descontaminación que garantice que el agua del embalse no afecte el recurso hídrico ni genere efectos adversos en la fauna y en la flora subacuática.

b) Diseñarán conjuntamente entre el Ministerio De Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Grupo un proyecto de descontaminación y tratamiento del recurso hídrico, para atenuar y controlar el efecto adverso de los coliformes en la población ribereña, y lo articularán con los diferentes municipios localizados aguas arriba del embalse, cuyas aguas servidas se vierten directa o indirectamente al río Magdalena (San Agustín, Isnos, Pitalito, Palestina, Saladoblanco, Oporapa, La Argentina, Elias, Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, El Pital, El Agrado, Garzón, Paicol y Gigante).

c) Exhortar a la ANLA para que corrobore si la concesionaria construyó los interceptores y sistemas de aguas residuales en los municipios del área de influencia, y de acuerdo con los resultados obtenidos, adopte las decisiones que legalmente le correspondan.

d) Exhortar al Ministerio de Ambiente, para que diseñe, lidere y formule una política de protección y recuperación hidrosanitaria del alto, medio y bajo Magdalena.

e) Ordenar que el sistema de oxigenación que se instaló en cumplimiento de la cautela opere de manera permanente, sujetándose a los protocolos y directrices que imparta la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. De igual manera, El Grupo continuará realizando el monitoreo de la calidad de agua (en los términos y condiciones que determine la referida autoridad ambiental); lo cual, debe llevarlo a cabo un laboratorio acreditado ante el IDEAM.

Apelado el fallo por el Grupo y otras partes del proceso, el 31 de diciembre de 2021, el Consejo de Estado admitió la apelación. Al 31 de diciembre de 2022 el Grupo está a la espera de que se corra traslado para alegar en segunda instancia.

e. Acción de Grupo Jose Rodrigo Alvarez Alonso y otros.

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$33.000.000.

Objeto del juicio: Se ha interpuesto una Acción de Grupo por 1.140 habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el "censo socioeconómico" del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. El Grupo rechaza estas pretensiones fundado en que: (1) El censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; (2) Los demandantes son no residentes y para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del PHEQ; (3) La compensación no debe ir más allá del "primer eslabón" de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia en fase probatoria. Los actores solicitaron un dictamen pericial para evaluar el perjuicio de cada uno de los 1.170 demandantes y las entidades públicas a quienes el Juzgado ha encargado llevar a cabo el peritazgo se han negado.

El 19 de agosto de 2019 se presentó un dictamen pericial por una asociación de profesionales, respecto del cual fue solicitada aclaración y complementación. El 6 de septiembre el Juzgado requirió a los peritos para que aclaren y complementen su trabajo.

El Juzgado mediante auto del 28 de noviembre de 2019 ordenó a los peritos complementar el dictamen dando término de veinte (20) días hábiles.

Al 31 de diciembre de 2022 con ocasión de la solicitud del Grupo, de que se declarara desistida la prueba ante el silencio de los peritos, el Juzgado requirió a los peritos para que presentaran la complementación del dictamen decretado, en consecuencia, el pasado 19 de septiembre fue presentado el dictamen. Aún no se ha surtido del traslado de dicho documento.

f. Nulidad y restablecimiento contra liquidación oficial de Impuesto de Renta de 2013.

Fecha de inicio: 2018.

Pretensión: \$52.808.000 (impuesto, sanción indexada e intereses).

Objeto del juicio: La DIAN inició una fiscalización sobre la declaración de renta del año gravable 2013, alegando que no hay derecho a la deducción por activos fijos reales productivos por aquellas inversiones en el Proyecto El Quimbo sobre valores por encima de CAPEX inicialmente presupuestado en contrato de estabilidad jurídica para el año 2013. El Grupo sostiene que (i) la DIAN se basó en un concepto que fue anulado, (ii) las inversiones se demostraron con certificado de revisor fiscal, y (iii) la Ley permitía mayores inversiones a las presupuestadas en el contrato.

Estado actual y situación procesal: El 23 de noviembre de 2020 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca profirió sentencia de primera instancia desfavorable. Desestima el argumento de la DIAN respecto al derecho al beneficio, pero considera que el Grupo no demostró que realizó las inversiones. Esta sentencia fue apelada el 1° de diciembre de 2020.

En marzo de 2022, el Consejo de Estado ordenó alegar de conclusión en segunda instancia, los cuales se radicaron el 23 de ese mismo mes.

El 20 de abril de 2022 el proceso ingresó al despacho para sentencia.

El 22 de agosto de 2022 fue emitida sentencia de segunda instancia favorable a los intereses del Grupo.

El 19 de septiembre se notificó ejecutoria a la parte demandada.

g. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de Tasa de Aprovechamiento Forestal liquidada por la CAM en 2014.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$28.605.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena - CAM (autoridad ambiental con competencia en el Proyecto El Quimbo) liquidó en 2014 la tasa de explotación forestal supuestamente originada en la construcción del Proyecto. La tasa se paga por la prestación de un servicio ambiental y se calcula a una tarifa de \$100 (indexada 25% anual desde 1982) por los metros cúbicos de madera con valor comercial ("aprovechable"). El Grupo considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 del Inderena) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico.

Estado actual y situación procesal: El litigio al 31 de diciembre de 2022 se encuentra en primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila, que debe emitir sentencia de primera instancia.

h. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de Tasa de Aprovechamiento Forestal liquidada por la CAM en 2019.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$34.838.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena - CAM (autoridad ambiental con competencia en el Proyecto El Quimbo) liquidó en 2019 de nuevo la tasa de explotación forestal supuestamente originada en la construcción del Proyecto. La tasa se paga por la prestación de un servicio ambiental y se calcula a una tarifa de \$100 (indexada 25% anual desde 1982) por los metros cúbicos de madera con valor comercial ("aprovechable"). Emgesa considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 del Inderena) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico. Adicionalmente, por Ley está prohibido liquidar dos veces el mismo tributo, recordando que en 2014 la CAM también había liquidado esa suma.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de diciembre de 2022 el litigio se encuentra en primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila, que mediante Auto del 15 de diciembre de 2022 fijó fecha de audiencia inicial para el 23 de febrero de 2023 9am.

i. Solicitud de devolución presentada por Manufacturas Eliot.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: \$5.078.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: Manufacturas Eliot considera que el Grupo debe devolver contribución recaudada en las facturas de energía de 2012 a 2013. La defensa del Grupo sostiene que (i) Manufacturas Eliot presentó solicitud de exoneración en diciembre de 2013, y que la Ley sólo le daba derecho a la exoneración desde el momento de la solicitud; y (ii) el Grupo es únicamente el agente recaudador, y si hay lugar a devolución, es el MinMinas quien debe hacerla.

Estado actual y situación procesal: En octubre de 2021 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca expidió sentencia desfavorable, ordenando la devolución.

En mayo de 2022 el litigio llegó al Consejo de Estado para surtir la segunda instancia.

El 02 de septiembre de 2022, el proceso fue repartido al despacho del Dr. Piza para surtir la segunda instancia.

El 09 de diciembre de 2022 el Consejo de Estado profirió Auto que admite recurso de apelación. Y el 13 de diciembre de 2022 Manufacturas Eliot S.A.S presentó oposición al recurso de apelación.

j. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de la Tasa de Uso de Agua en 2016, 2017 y 2018.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$15.083.407 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR) pretende cobrar la tasa por el uso del agua sobre la concesión total y no por el volumen efectivamente usado, en la Pequeña Central Hidroeléctrica de Rionegro en 2016, 2017 y 2018. La CAR aduce supuestas fallas en la medición del caudal. La defensa del Grupo se basa en los argumentos que (i) la compensación correcta según la capacidad instalada eran las transferencias del sector eléctrico, (ii) el hecho generador de la tasa es el uso efectivo de agua para generación: no hubo generación continua los 365 días del año, sino únicamente en días específicos; y (iii) sí se cumplieron compromisos de medición y por lo tanto, la CAR no tenía derecho a calcular la tasa sobre la totalidad del caudal concesionado.

Estado actual y situación procesal: Los cinco litigios (dos por 2016, uno por 2017 y dos por 2018) se estiman como riesgos posibles en razón de su probabilidad de pérdida (entre 20% y 45%). Los dos procesos contra las liquidaciones de 2016 iniciaron ante la jurisdicción contenciosa administrativa en septiembre de 2019 y abril de 2021, mientras que el proceso contra la liquidación de 2017 inició en diciembre de 2020 y el de 2018 en agosto y noviembre de 2021. Al 31 de diciembre de 2022, no hay sentencia de primera instancia en ninguno.

k. Acción de Grupo Zipaquirá – Alumbrado Público.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: \$11.933.000.

Objeto del juicio: Se interpuso una acción de grupo contra el Grupo y el Municipio de Zipaquirá, con la pretensión que se devuelva el Impuesto de Alumbrado Público recaudado entre 1979 y 2012 en el Municipio, con fundamento en una norma que había sido anulada en 2008. El Grupo sostiene que (i) únicamente es agente recaudador a favor del Municipio, y que (ii) los demandantes ya perdieron el derecho a la devolución (operó la caducidad de la acción.)

Estado actual y situación procesal: La sentencia de primera instancia favorable fue expedida en junio de 2019, concluyendo que el Grupo sólo es agente recaudador y que es el Municipio quien debe devolver el impuesto recaudado entre 2008 y 2012. La acción de grupo actualmente es conocida por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca en segunda instancia.

l. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de IVA en el año 2016.

Fecha de inicio: 2020.

Pretensión: \$4.055.319 (mayor impuesto, sanción e intereses).

Objeto del juicio La DIAN propuso un cuestionamiento a las liquidaciones bimestrales de IVA del año de 2016, bajo el entendido que los servicios de reconexión cobrados a usuarios han debido estar gravados con IVA. El Grupo ha sostenido que esa posición es incorrecta a la luz de la calificación regulatoria del servicio. En 2021, el Consejo de Estado también señaló que la postura de la DIAN no era ajustada.

Estado actual y situación procesal: Los dos litigios (uno por el primero al quinto bimestre de 2016 y otro por el sexto bimestre de 2016) uno por 2017 y uno por 2018) se estiman como riesgos posibles su probabilidad de pérdida (44% y 26%). Las demandas respectivas fueron radicadas en noviembre y octubre de 2020. A 31 de diciembre de 2022, no hay sentencia de primera instancia en ninguno aún y se está estudiando la posibilidad de acumulación de los procesos solicitada por la DIAN.

Centroamérica

m. Proceso de Incidente de Cobro de Honorarios.

Fecha de inicio: 2018.

Pretensión: colones costarricenses ¢6.327.856.578. (Aproximadamente US 10.5 millones).

Objeto del juicio: En el Laudo Arbitral del arbitraje Chucás-ICE del 2017, el Tribunal condena al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a pagar por honorarios de abogado ¢6.327.856.578. El asesor legal externo que participó en Arbitraje Chucás-ICE solicita a su favor la totalidad de las costas condenadas, alegando que bajo el Arancel del Colegio de Abogados las costas le corresponden exclusivamente y son irrenunciables. Chucás le manifestó al ex asesor que las costas le pertenecen a Chucás, todo según lo acordado entre ambas partes y el contrato de servicios legal, además de manifestarle también su oposición a realizar este cobro al ICE, y eventualmente solo cobrar las costas efectivamente incurrido durante la preparación y tramitación del proceso.

El ex asesor interpone este proceso para que Chucás cobre al ICE las costas que según su criterio le son adeudas amparándose en el Laudo. Solicitó embargo de cuentas bancarias, pagos debidos a Chucás por parte del ICE, y anotación de propiedades. Chucás presentó su oposición al incidente y solicitó el levantamiento de los embargos.

El juez resolvió que se condenaba de manera prudencial un pago en favor del ex asesor por alrededor de US\$270 mil.

Ambas partes presentaron apelaciones contra la resolución del juzgador.

Estado actual y situación procesal: Se obtuvo resolución del Tribunal de Apelaciones rechazando ambas apelaciones de las partes. Se confirmó el monto condenado en primera instancia de aproximadamente US\$270 mil, más intereses.

El Juzgado resolvió la metodología para calcular intereses y la empresa procedió al pago de aproximadamente US\$198 mil por concepto de intereses, se firmó el finiquito del caso y se presentó la solicitud de finalización del proceso conjunta. Con este escrito presentado el Juzgado resolvió la terminación del proceso, el levantamiento de los embargos y por ende la devolución de la garantía. Se encuentra pendiente únicamente la devolución de los intereses a la empresa por el depósito judicial que se hizo del pago al actor.

n. Proceso de Lesividad 22-2412-1027-CA.

Fecha de inicio: 2022.

Actor: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Demandado: P.H. Don Pedro S.A.

Pretensión: reintegro de los supuestos montos pagados de más por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a P.H. Don Pedro S.A., monto que sería calculado en ejecución de sentencia.

Estado del proceso: el escrito inicial de demanda fue presentado el 27 de abril del 2022. A pesar de que no se ha notificado a todas las partes y por ende no ha empezado a correr el plazo para la contestación, en representación de P.H. Don Pedro se presentó el escrito de contestación el 6 de diciembre de 2022.

Se deben notificar a todas las partes correctamente antes de avanzar a la siguiente etapa procesal. Existen amplias posibilidades de obtener un resultado favorable para P.H. Don Pedro S.A. en cumplimiento de la normativa aplicable y actuación de la administración en el proceso administrativo previo.

o. Proceso ordinario agrario expediente 18-000036-0815-AG.

Actora: Jafet Rojas Picado.

Demandados: son P.H. Chucás, S.A. (en adelante "Chucás") y Mario González Porras.

El 23 de marzo del año 2018, el señor Jafet Rojas Picado interpuso proceso ordinario agrario en contra del señor Mario González Porras, en virtud de un contrato de constitución de una sociedad de hecho, suscrito entre ambos, y la cual tenía por nombre "González & Rojas". En el proceso interpuesto, el señor Jafet Rojas Picado solicita: (i) la anulación y/o nulidad relativa del arreglo extrajudicial suscrito por Mario González Porras y Chucás; (ii) el pago y condena de daños y perjuicios ocasionados por el incumplimiento del contrato de la sociedad de hecho; y (iii) la resolución del contrato social de constitución de la sociedad de hecho González & Rojas. Dicho proceso se tramita en el expediente 18-000036-0815-AG.

Por medio de la resolución de las 10:15 horas del 5 de abril del 2018, el Juzgado Agrario de Alajuela previno al señor Jafet Rojas Picado corregir la demanda, en cuanto a las pretensiones, y aportar toda aquella prueba que fue ofrecida pero no aportada. Asimismo, en dicha resolución **se ordenó al actor integrar la litis consorcio pasiva necesaria en relación con Chucás**. Es decir, el Juzgado de oficio ordenó al actor ampliar su demanda en contra de Chucás e incluir a esta como parte demandada del proceso.

Estado actual y situación procesal: Se convocó a la audiencia de recepción de pruebas para el 8 de marzo. La representación de Chucás tiene una audiencia programada para el mismo día, por lo que solicitó un escrito solicitando la reprogramación.

Se considera que el proceso interpuesto por el señor Jafet Rojas posee graves defectos formales y el sustento jurídico en el que se ampara es débil. La jurisdicción agraria se caracteriza por ser proteccionista y ampararse en principios como la equidad y el trato justo, lo cual es un aspecto por tomar en cuenta, por cuanto ello podría incidir en el resultado del proceso. Los riesgos económicos que enfrenta Chucás por ser parte procesal en el proceso ordinario agrario son limitados, por cuanto independientemente del resultado del proceso, ya ha quedado consignado por parte del demandante que Chucás ha actuado conforme a la buena fe, con base en un acuerdo extrajudicial homologado por un Juez y bajo un proceso que cuenta ya con sentencia firme, y que no posee ningún tipo de responsabilidad en relación con los hechos que acontecieron y de los cuales nunca formó parte o fue legalmente notificada. Es decir, consideramos factible un resultado favorable para Chucás con una probabilidad de 95%. Tampoco existe riesgo alguno en cuanto a Mario González, dado que ya Chucás dio cumplimiento al acuerdo extrajudicial al que habían llegado, procediendo con el depósito del segundo tracto de la suma total. Un resultado adverso a los intereses de Chucás generaría el derecho de Chucás de recuperar cualquier suma de dinero contra Mario González.

p. Juicio Laboral presentado por Marcelo Juarez (Guatemala).

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: US\$100.000,00 (Indemnización, ventajas económicas, bono anual otorgado por Enel, horas extras y daños y perjuicios).

Objeto del juicio: Juicio laboral iniciado por Marcelo Juarez (ex trabajador), quien aduce haber sido despedido injustificadamente. La defensa de Enel Guatemala se basa en que fue un despido con causa justificada por ser una violación al Código de Trabajo (que encuadra en una causal de despido directo) y a las políticas internas y el Código de Ética de Enel.

Estado actual y situación procesal: El 15 de julio de 2022, el Juzgado de primera instancia declaró sin lugar la demanda planteada por Marcelo Juarez declarando que lo realizado por el ex trabajador encuadra con la causal de despido que establece el Código de Trabajo y además violó las políticas internas y Código de Ética de Enel.

Marcelo Juarez apeló la sentencia y la Sala de Apelaciones (2ª instancia) el 27 de octubre de 2022 declaró parcialmente a favor del demandante el recurso de apelación y condenó a Enel Guatemala al pago de indemnización, daños y perjuicios y costas judiciales.

Con fecha 15 de noviembre de 2022 Enel Guatemala presentó acción de amparo (garantía constitucional) en contra de la sentencia de la Sala de Apelaciones. Se estima en un 50% las probabilidades de éxito para Enel, ya que se espera que el tribunal constitucional otorgue el amparo y confirme la sentencia de primera instancia la cual declaraba sin lugar la demanda planteada por Marcelo Juarez.

41. Gestión de riesgos

El Grupo está expuesto a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de riesgos se destacan los siguientes:

- a) Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- b) Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- c) Cada gerencia y área corporativa define:
 - i. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - ii. Criterios sobre contrapartes.
 - iii. Operadores autorizados.
- d) Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- e) Todas las operaciones de las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio se realizan dentro de los límites aprobados para cada caso.
- f) Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos del Grupo.

Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es reducir la volatilidad del gasto financiero reflejado en el estado de resultados consolidado.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los Instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a Swaps de tasa, que fijan desde tasa variable a fija. Al cierre de diciembre 2022 el Grupo contaba con una cobertura de tasa de interés contratada desde el 14 de mayo de 2021 por 400.000 Millones de pesos, con vencimiento el 14 de mayo de 2026, fijando la tasa de un crédito que se encontraba atado a IBR 3 meses.

| Tasa de Interés | Al 31 de diciembre de 2022 | | Al 31 de diciembre de 2021 | |
|-----------------|----------------------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------|
| | Variación (pbs)* | Sensibilidad en miles COP | Variación (pbs)* | Sensibilidad en miles COP |
| IPC | +/- 6,12% | (+/-)\$ 138.062.916 | +/- 3,47% | (+/-)\$ 56.420.859 |
| IBR | +/- 7,62% | (+/-)\$ 209.746.732 | +/- 2,62% | (+/-)\$ 16.597.516 |
| LIBOR | +/- 4,08% | (+/-)\$ 17.906.210 | - | \$ - |

(*) Las variaciones o movimientos de las tasas de interés se calcularon con base en su volatilidad histórica, en un periodo de tres años 2020-2022 para los cálculos de 2022, tomando dos veces la variación estándar de la serie.

Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se pueden presentar, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- (a) Deuda contratada por el Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- (b) Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- (c) Ingresos que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Teniendo en cuenta que la moneda funcional del Grupo es el peso colombiano se hace necesario mitigar el riesgo de tipo de cambio minimizando la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a derivados (forwards y Swaps) de tipo de cambio. Actualmente, el Grupo contrata coberturas para tipo de cambio con el fin de cubrir el pago de facturas en dólares, euros y renminbis para la compra de activos en moneda extranjera (capex de mantenimiento y nuevos proyectos) y disminución del CERE (Costo equivalente real de energía del cargo por confiabilidad) y cubrimientos de créditos en moneda extranjera. A cierre de diciembre de 2022 el Grupo tenía contratadas coberturas de tipo de cambio en USD, CNH y EUR con los siguientes notacionales en moneda origen:

- USD 291,605,167 con vencimientos a lo largo del 2023.
- CNH 636,472,311 con vencimientos a lo largo del 2023.
- EUR 906,322 con vencimientos a lo largo del 2023.

Riesgo de “commodities”

El Grupo se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de “commodities” (mercado de combustibles) y del precio spot de energía (mercado colombiano de energía).

El Grupo compra combustibles para generación sin cubrimiento de riesgos por cambios en los precios. Los combustibles líquidos se compran a precios de mercado internacional. Los precios de combustibles sólidos como el carbón resultan de procesos abiertos de contratación en el mercado local no asociados directamente a los commodities internacionales; la indexación de éstos está dada por la variación del IPPC (Índice de Precios al Productor del Carbón) limitada a un máximo del +/-5% con el fin de mantener estabilidad en los valores de compras.

El Grupo realiza la mayoría de las transacciones de venta de energía mediante contratos en el mercado de energía mayorista (MEM), en el mercado no regulado (MNR) y en el mercado de derivados financieros (Derivex), en los que se ha pactado previamente un precio con indexación al IPP, mitigando de esta manera el riesgo sobre el precio spot del portafolio de generación.

Riesgo de Liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo, caja e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales. Los recursos disponibles deben cubrir las necesidades proyectadas de servicio de la deuda financiera (capital más intereses) neta, es decir, después de derivados financieros. A continuación, se presentan los flujos de efectivo contractuales de los pasivos financieros con terceros hasta su vencimiento sin descontar, incluyendo información de Centroamérica:

| Concepto | Corriente | | | No Corriente | | | | |
|-----------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|
| | Menos de 90 días | Más de 90 días | Total Corriente | 1 a 3 años | 3 a 5 años | 5 a 10 años | Más de 10 años | Total No Corriente |
| Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar | \$ 1.870.574.821 | \$ 84.659.520 | \$ 1.955.234.341 | \$ 54.305.280 | \$ 275.900.715 | \$ - | \$ - | \$ 330.205.995 |
| Préstamos Bancarios (capital + intereses) | 298.839.476 | 320.312.534 | 619.152.010 | 307.794.084 | 1.912.455.588 | 1.029.112.139 | - | 3.249.361.811 |
| Obligaciones por leasing financiero (capital + intereses) | 13.161.753 | 26.905.863 | 40.067.616 | 79.898.341 | 68.361.456 | 102.937.574 | 80.730.619 | 331.927.990 |
| Bonos Emitidos (capital + intereses) | 87.764 | 765.311.934 | 765.399.698 | 1.448.303.009 | 250.121.831 | 722.473.105 | - | 2.420.897.945 |
| Total | \$ 2.182.663.814 | \$ 1.197.189.851 | \$ 3.379.853.665 | \$ 1.890.300.714 | \$ 2.506.839.590 | \$ 1.854.522.818 | \$ 80.730.619 | \$ 6.332.393.741 |

Riesgo de Crédito

El Grupo realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales

El riesgo de crédito en el Grupo es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes, lo cual permite que no acumulen individualmente montos significativos. Así mismo la regulación permite proceder con el corte del suministro de energía y en casi todos los contratos firmados con los clientes se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito mediante la evaluación de los indicadores de cartera general e individual.

Activos de carácter financiero

Las inversiones de los recursos disponibles del Grupo (inversiones de tesorería) originadas en la operación, y en otros ingresos no operacionales y las operaciones de derivados financieros se efectuarán con entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea que cumplan con la calificación de riesgo mínima solicitada por El Grupo.

La calificación de riesgo mínima de las contrapartes financieras debe ser grado de inversión internacional de largo plazo, o su equivalente en escala local teniendo en cuenta el mínimo rating internacional de moneda extranjera de la República de Colombia. Sólo podrá invertirse en contrapartes con una calificación inferior, dentro de los límites establecidos por riesgos para contrapartes no grado de inversión, o previa aprobación por medio de un Waiver vigente otorgado por riesgos. Las calificaciones de riesgo locales deben ser emitidas por una calificadora de riesgo reconocida y legalmente establecida en Colombia. Para las calificaciones de riesgo internacional serán aceptables las otorgadas por Moody's, S&P y Fitch.

Las siguientes reglas aplican para determinar la calificación otorgada a las contrapartes:

- Si la contraparte cuenta con una sola calificación se elige esta misma.
- Si la contraparte cuenta con dos calificaciones, se toma la mejor calificación de las dos disponibles.
- Si la contraparte cuenta con más de dos calificaciones, se toma la segunda mejor calificación disponible.

Las operaciones de excedentes de liquidez deben cumplir los siguientes criterios generales:

Seguridad: Con el objetivo de preservar el valor del portafolio de inversiones, los recursos disponibles a ser colocados deben cumplir con los requisitos de calificación crediticia contenida en este documento.

Liquidez: Los instrumentos que hacen parte de las inversiones deben contar con alta liquidez en el mercado.

Rentabilidad: Dentro de los límites de riesgo permitidos se debe buscar el máximo retorno posible a las inversiones.

Diversificación: Se debe evitar la concentración del riesgo en un determinado tipo de emisor o contraparte.

Transparencia: Todas las operaciones y compromisos efectuados en el manejo de los recursos disponibles deben quedar explícitamente registradas y soportadas, y regirse por las normas y procedimientos vigentes.

Medición del riesgo

El Grupo adoptó desde el 1 de enero de 2018 la NIIF 9, la cual introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque más basado en principios.

Bajo el nuevo enfoque, una relación de cobertura es efectiva si y solo si cumple con los siguientes criterios:

- (a) Hay una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura.
- (b) El efecto del riesgo crediticio no predomina sobre los cambios de valor que proceden de esa relación económica.
- (c) La razón de cobertura, entendida como la relación entre el nocional de la partida cubierta y el nocional del instrumento de cobertura, es la misma que el Grupo utiliza para fines de gestión de riesgos y dicha relación es adecuada para fines de contabilidad de cobertura.

42. Mercado de derivados energéticos

En mayo 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social de Enel Colombia S.A. E.S.P., con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 31 de diciembre de 2022, existen contratos de venta de futuros de energía vigentes por 19,08 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación. A su vez, a 31 de diciembre de 2022 se liquidaron 12,6 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales a 31 de diciembre de 2022 ascienden en efectivo en \$1.628.196 y en TES \$1.016.778 los cuales están a disposición del Grupo, pero como parte de su operación Trading, deben ser mantenidos como montos mínimos como efectivo y equivalente al efectivo.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Distribución

De acuerdo con la Resolución CREG 101 020 de 2022 que define el traslado de los precios de contratos resultante del mecanismo propuesto por Derivex S.A E.S.P., Enel Colombia S.A. E.S.P., intentando mitigar el riesgo de exposición a bolsa de su mercado regulado, participó en este mecanismo de derivados energéticos desde la primera subasta organizada por el promotor el pasado 19 de octubre con destino a atender el mercado regulado. En la primera subasta del mecanismo, se calzo un precio de referencia que le permitió a Enel Colombia S.A. E.S.P., cerrar una operación en el mes de diciembre de 2022 de 4 contratos para el periodo comprendido entre mayo y agosto de 2023.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales a 31 de diciembre de 2022 ascienden en efectivo en \$64.865.

Al 31 de diciembre de 2022 la valoración de Trading para Enel Colombia S.A. E.S.P. cierra así:

| | Operación | MTM | No. Operaciones |
|--------------|-----------|---------------------|-----------------|
| Distribución | Negocio | \$ (160.232) | 69 |
| Generación | Negocio | (4.349) | 4 |
| Total | | \$ (164.581) | 73 |

43. Información sobre valores razonables

El valor razonable de los activos y pasivos financieros se presenta por el importe al que se podría canjear el instrumento en una transacción corriente entre partes de común acuerdo y no en una transacción forzada o de liquidación, de acuerdo con la política definida.

A continuación, se presenta los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de diciembre de 2022:

| | Valor en libros | Valor razonable |
|------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Activos financieros (1) | | |
| Al 31 de diciembre de 2022 | | |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto | \$ 1.939.039.756 | \$ 1.941.469.564 |
| Total de activos | \$ 1.939.039.756 | \$ 1.941.469.564 |
| Pasivos financieros (2) | | |
| Al 31 de diciembre de 2022 | | |
| Bonos emitidos | \$ 3.232.918.315 | \$ 3.106.555.905 |
| Préstamos bancarios | 3.932.280.366 | 3.779.145.183 |
| Obligaciones por leasing | 294.675.470 | 247.243.025 |
| Total de pasivos | \$ 7.459.874.151 | \$ 7.132.944.113 |
| Activos no financieros (3) | | |
| Al 31 de diciembre de 2022 | | |
| Bonos de carbono | \$ 90.656 | \$ 54.656.620 |
| Total de activos no financieros | \$ 90.656 | \$ 54.656.620 |

A continuación, se presenta los activos y los pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable al 31 de diciembre de 2021:

| | Importes en libros | Valores razonables |
|-----------------------------------|----------------------|----------------------|
| Al 31 de diciembre de 2021 | | |
| Activos financieros (1) | | |
| Vivienda Convencionado | \$ 11.252.405 | \$ 10.149.974 |
| Vivienda Integral | 4.486.313 | 4.745.254 |
| Otros préstamos | 1.857.972 | 2.263.304 |
| Vivienda PSJ | 233.598 | 244.634 |
| Vivienda pensionado | 32.052 | 39.740 |
| Total de activos | \$ 17.862.340 | \$ 17.442.906 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En miles de pesos)

| | Importes en libros | Valores razonables |
|--------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|
| | Al 31 de diciembre de 2021 | |
| Pasivos financieros (2) | | |
| Bonos emitidos | \$ 1.870.489.779 | \$ 1.953.684.715 |
| Préstamos Bancarios | 451.452.900 | 537.736.999 |
| Obligaciones por leasing | 82.774.592 | 81.364.869 |
| Total de pasivos | \$ 2.404.717.271 | \$ 2.572.786.583 |

| | Importes en libros | Valores razonables |
|----------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|
| | Al 31 de diciembre de 2021 | |
| Activos no financieros (3) | | |
| Bonos de Carbono | \$ 14.690.586 | \$ 38.171.558 |
| Total de activos no financieros | \$ 14.690.586 | \$ 38.171.558 |

- (1) El Grupo evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de diciembre de 2022, factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.
- (2) Las obligaciones y arrendamientos financieros se catalogan dentro del nivel 2 de jerarquía dado que se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. El Grupo emplea las tasas de descuento de la curva cero cupón de acuerdo con los vencimientos de cada emisión.
- (3) La medición del valor razonable para los activos y pasivos no financieros se realiza con base en la contraprestación a recibir o pagar por los bienes y/o servicios clasificados en estos rubros. En el caso de los inventarios el valor razonable corresponde al costo incurrido por el Grupo, en la adquisición de estos bienes.

Al 31 de diciembre de 2022, se tienen reconocidos bonos de carbono CO₂, cuyo valor razonable es de \$54.656.620, correspondientes a 2.691.628 certificados emitidos en noviembre de 2020 por reducción de emisiones CO₂ de los años 2015 – 2018 por \$18.755.788, 1.396.818 certificados emitidos en marzo de 2021 por reducción de emisiones CO₂ de los años 2019 y 2020 por \$19.415.770 y 1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO₂ por \$16.485.062 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Dario Valencia Samper, Salto II Tequendama.

Los valores razonables del efectivo y equivalentes de efectivo y las cuentas por pagar comerciales, se aproximan a sus importes en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

Al 31 de diciembre, el Grupo mantiene en su estado de situación financiera consolidado los siguientes activos y pasivos financieros medidos por su valor razonable y clasificados por niveles.

Al 31 de diciembre de 2022

| | |
|------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| Activos Financieros | |
| Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez | \$ 2.995.695 |
| | |
| | Nivel 2 |
| Instrumentos derivados (Ver Nota 5) | \$ 148.605.744 |
| | |
| Pasivos Financieros | |
| Instrumentos derivados (Ver Nota 17) | \$ 4.615.446 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2021

| | | |
|------------------------------------------------------------------------------|----|----------------|
| Activos Financieros | | Nivel 3 |
| Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez | \$ | 481.721 |
| | | |
| | | Nivel 2 |
| Instrumentos derivados (Ver Nota 5) | \$ | 2.612.348 |
| Pasivos Financieros | | |
| Instrumentos derivados (Ver Nota 17) | \$ | 41.864 |

Para la medición a valor razonable de este instrumento de patrimonio se tomó como base la participación del Grupo en el patrimonio de Derivex S.A., siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, dado que no hay comparables en el mercado.

44. Categorías de activos y pasivos financieros

Las categorías bajo NIIF 9 de los activos y pasivos financieros son las siguientes:

| Activos Financieros | Al 31 de diciembre de 2022 | | Al 31 de diciembre de 2021 | |
|------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|----------------------|
| | Corriente | No Corriente | Corriente | No Corriente |
| Costo Amortizado | | | | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | \$ 1.215.342.798 | \$ - | \$ 213.701.458 | \$ - |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto | 1.877.569.647 | 61.470.109 | 292.469.954 | 15.494.296 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas | 16.090.113 | - | 18.351.128 | - |
| Otros activos financieros (*) | (33.639.099) | 435.461.643 | 8.602.383 | - |
| Total Activos Financieros a Costo Amortizado | \$ 3.075.363.459 | \$ 496.931.752 | \$ 533.124.923 | \$ 15.494.296 |
| Valor Razonable con cambios en Resultados | | | | |
| Otros activos financieros | 88.827.743 | - | 4.162.635 | - |
| Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados | \$ 88.827.743 | \$ - | \$ 4.162.635 | \$ - |
| Valor Razonable con cambios en ORI | | | | |
| Otros activos financieros | 59.778.001 | 65.204.240 | - | 481.721 |
| Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI | \$ 59.778.001 | \$ 65.204.240 | \$ - | \$ 481.721 |

(*) Corresponde al deterioro bajo NIIF 9 de las compañías ZE mantenidas para la venta

| Pasivos Financieros | Al 31 de diciembre de 2022 | | Al 31 de diciembre de 2021 | |
|-----------------------------------------------------------------------|----------------------------|-------------------------|----------------------------|-------------------------|
| | Corriente | No Corriente | Corriente | No Corriente |
| Costo Amortizado | | | | |
| Otros pasivos financieros | \$ 1.529.273.643 | \$ 5.930.600.508 | \$ 632.953.457 | \$ 1.771.817.266 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar | 1.956.448.087 | 330.205.607 | 300.189.124 | - |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas | 377.013.942 | 372.569.066 | 45.442.837 | - |
| Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado | \$ 3.862.735.672 | \$ 6.633.375.181 | \$ 978.585.418 | \$ 1.771.817.266 |
| Valor Razonable con cambios en ORI | | | | |
| Otros pasivos financieros | 4.615.446 | - | 41.864 | - |
| Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI | \$ 4.615.446 | \$ - | \$ 41.864 | \$ - |

45. Segmentos de Operación

A partir del proceso de fusión formalizado el 1 de marzo de 2022, mediante escritura pública 562 de la notaría 11 de Bogotá, Emgesa S.A. E.S.P. como sociedad absorbente cambia su denominación a Enel Colombia S.A. E.S.P. y absorbe las sociedades colombianas Codensa S.A. E.S.P. Emgesa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A. E.S.P. y la Sociedad Chilena ESSA2 S.p.A.; previo a la fusión, cada una de las compañías desarrollaba sus actividades al interior como un solo segmento de energía.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y filiales, se han organizado internamente por segmentos operativos, que han sido definidos con base en la NIIF 8 Párrafo 9 que tiene como punto de partida, la segregación que solicitan los organismos decisorios del Grupo para revisar y evaluar la gestión de los negocios; y, por otra parte, los criterios establecidos en el párrafo 12 de la NIIF 8, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen características económicas similares.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos)

Para cada uno de los segmentos, el Gerente General, el comité de dirección y la junta directiva del Grupo, revisan los informes internos periódicamente.

En consecuencia, el Grupo ha definido los siguientes segmentos operativos, cuyos principales productos, servicios y operaciones son como se describen a continuación:

| N° | SEGMENTO | OPERACIÓN |
|----|--------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Generación | <ul style="list-style-type: none"> • Generación de energía, y • Comercialización de gas • Comercialización de bonos de carbono |
| 2 | Distribución | <ul style="list-style-type: none"> • Distribución y comercialización de Energía • Servicio de alumbrado público (infraestructura) y • Otros negocios. |

Adicionalmente, estos segmentos cumplen con los umbrales cuantitativos para la determinación de segmentos sobre los que se debe informar al 31 de diciembre de 2022.

La información financiera de los segmentos se determina aplicando a cada uno de ellos las políticas generales del Grupo descritas en el capítulo correspondiente.

A continuación, la información financiera por segmentos:

| Resultados por segmentos para el periodo enero - diciembre de 2022 | Segmentos al 31 de diciembre 2022 | | | |
|---------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------|
| | Generación | Distribución | Eliminaciones o ajustes | Total |
| Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos | \$ 6.026.359.389 | \$ 6.513.226.857 | \$ (439.329.904) | \$ 12.100.256.342 |
| Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter segmentos | 945.720.332 | 195.619.141 | (1.141.339.473) | - |
| Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación | \$ 6.972.079.721 | \$ 6.708.845.998 | \$ (1.580.669.377) | \$ 12.100.256.342 |
| Aprovisionamientos y servicios | (1.701.363.690) | (3.643.443.998) | 375.112.025 | (4.969.695.663) |
| Depreciación y amortización | (417.451.142) | (442.449.332) | - | (859.900.474) |
| Gastos de Personal | (228.438.156) | (214.454.620) | - | (442.892.776) |
| Otros ingresos (costos) | (258.694.378) | (165.483.499) | 64.217.878 | (359.959.999) |
| Ingresos financieros | 137.470.536 | 207.456.232 | (42.306.354) | 302.620.414 |
| Gastos financieros | (413.170.953) | (403.330.679) | 42.306.354 | (774.195.278) |
| Diferencias en Cambio | (43.037.386) | (66.725.884) | - | (109.763.270) |
| Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial | 483.959.449 | 137.047.208 | (622.099.911) | (1.093.254) |
| Resultados en venta y disposición de activos | (5.375.495) | 1.933.266 | - | (3.442.229) |
| Otros rubros no monetarios: | \$ (291.176.036) | \$ (85.550.627) | \$ (3.980.258) | \$ (380.706.921) |
| Pérdidas por deterioro de activos financieros | (291.176.036) | (85.550.627) | (3.980.258) | (380.706.921) |
| Utilidad antes de impuestos | \$ 4.234.802.470 | \$ 2.033.844.065 | \$ (1.767.419.643) | \$ 4.501.226.892 |
| Gasto por impuesto de renta | (944.692.329) | (595.755.883) | - | (1.540.448.212) |
| Utilidad neta | \$ 3.290.110.141 | \$ 1.438.088.182 | \$ (1.767.419.643) | \$ 2.960.778.680 |

| Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2022 | Segmentos al 31 de diciembre 2022 | | | |
|--------------------------------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------|
| | Generación | Distribución | Eliminaciones o ajustes | Total |
| Propiedades, planta y equipo | \$ 15.198.753.348 | \$ 6.754.221.852 | \$ (50.424.431) | \$ 21.902.550.769 |
| Activos Intangibles | 1.295.244.315 | 460.706.248 | 298.029.501 | 2.053.980.064 |
| Cuentas por cobrar | 2.375.645.149 | 1.813.950.377 | (2.234.465.657) | 1.955.129.869 |
| Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas | 5.719.913.922 | 280.757.100 | (5.986.086.207) | 14.584.815 |
| Otros Activos | 2.083.996.639 | 1.961.939.703 | (308.910.230) | 3.737.026.112 |
| Total Activos Operativos | \$ 26.673.553.373 | \$ 11.271.575.280 | \$ (8.281.857.024) | \$ 29.663.271.629 |
| Pasivos financieros | 2.619.511.471 | 4.897.186.482 | (52.208.356) | 7.464.489.597 |
| Cuentas por pagar | 3.344.861.161 | 1.918.718.681 | (2.227.343.140) | 3.036.236.702 |
| Provisiones | 513.267.194 | 56.021.325 | (880.704) | 568.407.815 |
| Otros Pasivos | 1.381.188.012 | 831.730.662 | 67.850.571 | 2.280.769.245 |
| Total Pasivos Operativos | \$ 7.858.827.838 | \$ 7.703.657.150 | \$ (2.212.581.629) | \$ 13.349.903.359 |

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
 Notas a los Estados Financieros Consolidados
 (En miles de pesos)

Ubicación Geográfica al 31 de diciembre 2022

| Resultados por segmentos para el periodo enero – diciembre de 2022 | Ubicación Geográfica al 31 de diciembre 2022 | | | | | Total |
|---------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------------|--------------------------|
| | Colombia | Costa Rica | Panamá | Guatemala | Eliminaciones o ajustes | |
| Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos | \$ 11.248.179.259 | \$ 83.531.328 | \$ 731.826.740 | \$ 476.048.919 | \$ (439.329.904) | \$ 12.100.256.342 |
| Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter-segmentos | 1.141.339.473 | - | - | - | (1.141.339.473) | - |
| Ingresos de actividades ordinarias | \$ 12.389.518.732 | \$ 83.531.328 | \$ 731.826.740 | \$ 476.048.919 | \$ (1.580.669.377) | \$ 12.100.256.342 |
| Aprovisionamientos y servicios | (4.894.178.639) | - | (232.379.466) | (218.249.583) | 375.112.025 | (4.969.695.663) |
| Depreciación y amortización | (714.417.840) | (25.030.509) | (73.718.779) | (46.733.346) | - | (859.900.474) |
| Gastos de Personal | (393.442.978) | (9.141.681) | (22.657.094) | (17.651.023) | - | (442.892.776) |
| Otros ingresos (costos) | (333.807.443) | (27.675.722) | (56.337.798) | (6.356.914) | 64.217.878 | (359.959.999) |
| Ingresos financieros | 302.353.311 | 15.791.022 | 21.715.445 | 5.066.990 | (42.306.354) | 302.620.414 |
| Gastos financieros | (761.403.922) | (26.856.128) | (25.392.654) | (2.848.928) | 42.306.354 | (774.195.278) |
| Diferencias en Cambio | (112.553.071) | 2.312.492 | 886.911 | (409.602) | - | (109.763.270) |
| Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial | 437.170.001 | - | 182.093.435 | 1.743.221 | (622.099.911) | (1.093.254) |
| Resultados en venta y disposición de activos | 1.367.860 | 26.195 | - | (4.836.284) | - | (3.442.229) |
| Otros rubros no monetarios: | (372.635.221) | (2.596.690) | (1.348.777) | (145.977) | (3.980.256) | (380.706.919) |
| Pérdidas por deterioro de activos financieros | (372.635.221) | (2.596.690) | (1.348.777) | (145.977) | (3.980.256) | (380.706.919) |
| Utilidad antes de impuestos | 5.547.970.790 | 10.360.307 | 524.687.963 | 185.627.473 | (1.767.419.641) | 4.501.226.892 |
| Gasto por impuesto de renta | (1.417.700.638) | 377.830 | (98.846.690) | (24.278.714) | - | (1.540.448.212) |
| Utilidad neta | \$ 4.130.270.152 | \$ 10.738.137 | \$ 425.841.273 | \$ 161.348.759 | \$ (1.767.419.641) | \$ 2.960.778.680 |

Ubicación Geográfica al 31 de diciembre 2022

| Posición Financiera por segmentos | Ubicación Geográfica al 31 de diciembre 2022 | | | | | Total |
|-------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------------|--------------------------|
| | Colombia | Costa Rica | Panamá | Guatemala | Eliminaciones o ajustes | |
| Propiedades, planta y equipo | \$ 17.817.295.479 | \$ 150.732.393 | \$ 2.140.385.433 | \$ 1.844.561.895 | \$ (50.424.431) | \$ 21.902.550.769 |
| Activos Intangibles | 792.736.257 | 230.523.261 | 668.050.651 | 64.640.394 | 298.029.501 | 2.053.980.064 |
| Cuentas por cobrar | 2.354.618.146 | 230.097.671 | 896.477.861 | 708.401.848 | (2.234.465.657) | 1.955.129.869 |
| Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas | 4.597.880.179 | 514.112.896 | 888.575.636 | 102.311 | (5.986.086.207) | 14.584.815 |
| Otros Activos | 2.592.972.424 | 552.536.954 | 577.769.764 | 322.657.200 | (308.910.230) | 3.737.026.112 |
| Total Activos Operativos | \$ 28.155.502.485 | \$ 1.678.003.175 | \$ 5.171.259.345 | \$ 2.940.363.648 | \$ (8.281.857.024) | \$ 29.663.271.629 |
| Pasivos financieros | 7.449.464.332 | 3.280.310 | 29.511.885 | 34.441.426 | (52.208.356) | 7.464.489.597 |
| Cuentas por pagar | 2.654.739.507 | 643.302.567 | 1.521.991.044 | 443.546.724 | (2.227.343.140) | 3.036.236.702 |
| Provisiones | 537.492.576 | - | 31.795.943 | - | (880.704) | 568.407.815 |
| Otros Pasivos | 1.972.453.095 | 45.686.344 | 182.293.750 | 12.485.485 | 67.850.571 | 2.280.769.245 |
| Total Pasivos Operativos | \$ 12.614.149.510 | \$ 692.269.221 | \$ 1.765.592.622 | \$ 490.473.635 | \$ (2.212.581.629) | \$ 13.349.903.359 |

46. Temas relevantes

Simplificación Societaria Centroamérica.

El 18 de mayo de 2022, la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P. aprobó un plan de simplificación societaria, en el que modificará la estructura de las sociedades del Grupo Enel en Centroamérica (Enel Panamá CAM, S.R.L., Enel Green Power Costa Rica S.A., Enel Guatemala S.A) reduciendo el número de compañías mediante un proceso de Fusión.

P.H. Chucás S.A.

Se recibió la notificación de la resolución por parte de la Sala Primera en fecha 28 de julio del 2022, en donde se acoge el recurso de apelación presentado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y se declara la incompetencia del Tribunal Arbitral.

La Sociedad P.H. Chucás S.A. procederá a presentar los siguientes recursos contra la resolución de la Sala Primera: (i) Demanda de revisión de acuerdo con lo establecido en el artículo 72.1.11 del Código Procesal Civil; (ii) incidente de nulidad por actividad defectuosa, según lo mencionado en el artículo 33.1 del Código Procesal Civil, y (iii) Incidente de nulidad de sentencia, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 33.3 del Código Procesal Civil".

Según resolución del 24 de octubre de 2022, los Magistrados que resolvieron la resolución notificada el 28 de julio del 2022, se separaron del conocimiento de la demanda de revisión presentada, y procederá la Presidencia de la Corte para la designación de los Magistrados Suplentes que los sustituirán.

La demanda de revisión se encuentra en análisis de la sala primera en el que se considera que la probabilidad de obtener una sentencia a favor de los intereses de P.H. Chucas S.A., es favorable en un 55% y 60%.

En cuanto a los méritos de fondo de la controversia, en caso de que las acciones emprendidas surtan efectos y una vez confirmada la competencia del tribunal arbitral, y se continúe el arbitraje, los abogados que llevan el proceso consideran que P.H. Chucas S.A., posee altas probabilidades de obtener nuevamente un laudo a favor de sus intereses, porcentaje que valoran superior al 70%.

Cumplimiento contrato de concesión Transmilenio S.A. y Usme ZE S.A.S.

De acuerdo con el contrato de concesión N°107 y N°108 de 2021, firmado con la Empresa de Transporte del Tercer Milenio-Transmilenio S.A. (TMSA) el 27 de enero de 2021; para la concesión no exclusiva y conjunta en la prestación del servicio público de transporte terrestre, automotor, urbano, masivo de pasajeros del Sistema Integrado de Transporte Público SITP, en su componente zonal para las unidad funcional operacional Unidad Funcional 13 Usme II- el Grupo el 20 de agosto de 2022 realizó la entrega de la electroterminal, ubicada en el área urbana carrera 12 N°136- 50 sur (Usme Pueblo) con una flota de 229 buses eléctricos para la compañía "Mueve Usme S.A.S" con el propósito de iniciar la operación a partir del 21 de agosto de 2022.

Acuerdo de venta de la Sociedad Colombia ZE S.A.S.

El 14 de diciembre de 2022 se firmó el acuerdo de compra entre Enel Colombia S.A. ESP (comprador) y AMPCI Ebus Colombia Holdings S.A.S. (vendedor), considerado, que cada uno de los SPV de la Concesión ha cumplido con sus obligaciones en virtud del Contrato de Concesión correspondiente, incluida la creación de los fondos fiduciarios (patrimonios autónomos), la provisión de la Flota (Flota) y la construcción y entrega de la Infraestructura de Apoyo pertinente (Infraestructura de Soporte) de las Unidades Funcionales, en cada caso a satisfacción de TMSA, de conformidad con los términos y condiciones de los Contratos de Concesión y las bases de licitación del Proyecto Transmilenio.

Contrato de crédito Compañías ZE.

El 8 de noviembre de 2022, se firmó el contrato de crédito entre el Fideicomiso Fontibón ZE S.A.S., representado por Fiduciaria Corficolombiana S.A., únicamente en su calidad de fiduciario bajo el Contrato de Fideicomiso de Concesión, como Prestatario, Fontibón ZE S.A.S., como Concesionario y Deudor, con las siguientes instituciones financieras, como Prestamistas, BNP Paribas (como Banco Emisor, Coordinador del Préstamo de Sostenibilidad y Coordinador de Cobertura), Citibank, N.A., (como Agente Administrativo y como Agente Colateral Offshore) y BNP Paribas y BID Invest como organizadores y corredores del proyecto crediticio Buses eléctricos - Sistema De Transporte Publico De Bogotá (Colombia). Con el fin que se otorgue un préstamo por valor de USD 58.127.542 para el pago de obligaciones adquiridas principalmente con Enel Colombia S.A. E.S.P. por la compra de la flota de buses entre otros.

Aprobación constitución sociedad Enel X Way Colombia S.A.S.

El 14 de septiembre de 2022 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P. autorizó la constitución de la Sociedad Enel X Way Colombia S.A.S. en la cual tendrá una inversión correspondiente al 40% del total del capital social y autorizó al representante legal y/o sus suplentes, para que suscriba todos los documentos y celebre todos los actos necesarios para tal fin, una vez acordados los documentos corporativos.

El objetivo de la compañía es ofrecer productos y servicios destinados a la transformación de energía residencial, urbano e industrial para un desarrollo sostenible.

Acuerdos de compra de energía con Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc.

El 27 de septiembre de 2022 la Autoridad Nacional de Servicios Públicos de Panamá, autoriza iniciar el proceso de cesión de contratos PPA's (acuerdos de compra de energía) de distribuidoras de la sociedad Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc a favor de Enel Fortuna S.A.

En noviembre de 2022 la Autoridad Nacional de Servicios Públicos de Panamá, finalmente otorgó la viabilidad de administración de las enmiendas de los contratos de suministro.

En diciembre de 2022 se cumplieron todos los hitos para poder perfeccionar la operación de compra de energía, por lo tanto, el Grupo procedió a realizar los compromisos contractuales del establecimiento de la Escrow y el primer pago.

47. Reclasificación en los Estados Financieros.

En la nota 6 (Otros activos no financieros corriente y no corriente) para efectos de comparabilidad al 31 de diciembre de 2022, se reclasificó del rubro de otros deudores a la nota 7 Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corriente y no corriente por \$13.872.478 y \$879.431 respectivamente.

48. Aprobación de estados financieros

Los estados financieros de propósito general del Grupo al 31 de diciembre de 2022 fueron aprobados por el Comité de Auditoría según Acta No. 076 del 21 de febrero de 2023 y aprobados por la Junta Directiva según Acta No 521 del 22 de febrero de 2023 con el fin de ser presentados a la Asamblea General de Accionistas conforme a lo dispuesto en el Código de Comercio.

49. Eventos subsecuentes

Modificación integral al contrato de fiducia mercantil irrevocable de administración Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S

El 12 de enero de 2023, se firmó la modificación integral al contrato de fiducia mercantil irrevocable de administración y pagos celebrado el pasado 23 de febrero de 2021 para las concesiones Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., con el cual se creó el Patrimonio Autónomo, a través del cual se canalizan todos los recursos del proyecto de la concesión, y en general se administran los recursos monetarios entregados por el Fideicomitente.

Este otrosí, se realiza con la finalidad de gestionar los recursos producto del contrato de financiación firmando el paso el 8 de noviembre de 2022 con Fontibón ZE S.A.S. y 14 de diciembre de 2022 con Usme ZE S.A.S.; en el cual el fideicomiso actúa como deudor, el fideicomitente, en calidad de codeudor y los prestamistas, BNP Paribas, en calidad de emisor y Parte Garante; entre otros.

Con este contrato la fiducia mercantil debe asegurar el pago de obligaciones y contar con un esquema para la administración de los recursos en los derechos económicos del contrato de concesión, el pago de la obligación financiera adquirida y servir como garantía a favor de las partes.

Cierre financiación largo plazo Compañías ZE.

En enero de 2023 se dio el cierre de la financiación a largo plazo de las concesionarias Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., siendo éstas participadas en un 100% por Enel Colombia, esto como primer paso del cierre financiero del proyecto de provisión de 401 buses eléctricos y 2 patios de recarga en las localidades de Usme y Fontibón, se espera que dentro de los próximos meses se haga el cierre de la etapa 2 del proyecto la cual consiste en la enajenación de la participación societaria e inyección de capital por parte de la firma AMPCI EBUS COLOMBIA HOLDINGS, que al final de la transacción terminará con una participación del 80% en Colombia ZE S.A.S.

Contratos excedentes de energía P.H. Don Pedro S.A. y P.H. Rio volcán S.A.

El día 14 de febrero de 2023, P.H. Don Pedro S.A. y P.H. Rio Volcán S.A. suscribieron nuevos contratos de compra de excedentes de energía con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Los contratos tienen un plazo de 5 años y podrán ser prorrogables por 5 años adicionales. El ICE debe enviar los contratos a refrendo de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos previo a iniciar las pruebas operativas.

Créditos Bancarios

El 13 de febrero de 2023, el Grupo recibió el desembolso del crédito suscrito con Banco de Bogotá por valor de \$400.000.000, plazo de 1 año, bullet y pago de interés trimestral. Los recursos recibidos serán utilizados para propósitos corporativos generales.

enel